

今冬の電力需給逼迫に係る検証について

2021年2月17日

資源エネルギー庁

本日御議論いただきたいこと

- 前回小委員会において、需給逼迫に係るデータや対応状況を提示の上、今後議論すべき論点について御議論いただいた。
- 本日、事務局より、前回小委で頂いた御意見等を踏まえ、**今後議論すべき論点を整理するとともに、今後の検討の方向性を提示。**
- 各論点について、本日の電気事業連合会や送配電網協議会、電力広域的運営推進機関からの説明内容も踏まえ、御議論いただきたい。

(参考) 議論すべき論点

- 今般の電力需給及び市場価格の動向を踏まえ、例えば、以下のような論点について、検証・議論を行っていくことが必要ではないか。

◆ 燃料調達の在り方を含めた安定的な電力供給量の確保の在り方

- 燃料調達計画及び燃料確保の在り方
- 燃料逼迫時の事業者間・業界間連携の在り方 等

◆ 供給能力確保の在り方

- 発電・小売事業者の役割（スポット市場を通じた供給能力確保や供給計画のあり方）
- 需要予測の在り方、予備率の考え方
- 容量市場の役割
- カーボンニュートラル実現と安定供給の両立に向けた電源投資確保の方策
- カーボンニュートラルを目指していく中での火力電源等の高い調整力・供給力を持つ電源の在り方（非効率石炭フェードアウトと容量確保の整合性確保含む） 等

◆ 需給逼迫時を含めた広域的な安定供給確保に向けた運用面の在り方

- 送配電事業者と発電・小売事業者の連携の在り方 等

◆ より効率的に安定供給を確保するための電力市場の在り方

- その時点の電気の価値をシグナルとして発信できる適切な市場価格形成に向けた入札の在り方
- 需要側の反応、DR・アグリゲーターの役割の在り方
- 適切な情報公開の在り方
- 小売事業者の事業リスク管理のための先渡市場・先物市場・BL市場やスポット市場活用の在り方
- 一般送配電事業者のインバランス収支の在り方 等

(参考) 前回小委 (1/19) で頂いた御意見

【委員からの御意見】

- 容量市場がうまく機能したとしても、今回の需給逼迫には十分に対応できないのではないか。燃料付きのkW、つまりkWhを持つように義務付けるべきか、大変難しい問題。
- kWh不足のときにどういう段取りで各社間で融通をしていくか、確認をしていく必要がある。法的分離の中で、全体を見ることができる人が垂直統合の時よりいなくなった時にどういう段取りで連携していくかは確認が必要。
- 安定供給という観点から燃料調達が合理的であったかも監視しなければならない。他方、暖冬が続くと燃料が余る、事業者としても全く保証がないのに燃料を買わされるのでは、経営体力が続かない。総合的な観点から見ていかなければならない。
- 発電事業者は燃料調達を緻密にやっていると思うが、在庫がぎりぎりだったとしたらなぜ余裕をもった行動ができなかったのか。コストが問題であれば、回収できる仕組みが必要。
- 燃料制約についての情報が全体に伝わっていたのかなど、情報共有の仕組みもしっかり見る必要がある。
- 小売事業者の供給能力確保義務についてどう考えるのか。リスクをとるということが薄れていたのではないか。
- リスクヘッジの方法、災害時等のインバランス料金の在り方の議論の際にも取り上げられたが、BL市場や相対、先物等、これらの手段がとられたのか、あるけれど使えなかったのか、調達側についても検証が必要。
- あらためてエネルギーや電源のミックスの重要性がはっきりした。火力や原子力を持ちながらベストミックスを図っていくことが必要。また、火力については、燃料構成の多様化が必要。

【オブザーバーからの御意見】

- 10月の需給検証ではkWhの検証が不十分。また、燃料制約・燃料計画の適正性の検証が必要。

(参考) 第4回再エネ規制改革タスクフォース (2/3) で頂いた御意見

【河野大臣からの御意見】

- 何が起きたのか、何がこうした事態を招いたか、まだ釈然としない感じがぬぐえない。きちんと調べていく必要がある。
- 次回以降も継続して、この問題を取り上げなければならない。

【委員からの御意見】

- 今回は数年に一度程度の厳寒であり、需要増加も限定的。太陽光は設備導入容量の増分よりも発電量が伸びており、需給逼迫の軽減に貢献した。
- 海外では需給逼迫可能性が出た際にはデマンドリスポンスを活用しているが、日本はデマンドリスポンスの優先順位が低く、インセンティブ設計が弱い。
- 大手電力の社内取引が不透明、(発送電)分離形態が不十分、発電市場が寡占構造など、これまで様々な問題点の指摘があった。結果として今回の事態が発生したということは、市場に不備があったと言わざるを得ない。

- 1. 電力需給についての分析状況**
2. 個別論点の議論及び検討の方向性

今般の電力需給状況を巡る背景

- 今般の電力需給状況を巡る背景としては、以下のような点が考えられる。

(1) 電力システム改革の進捗

- ◆ 電力広域的運営推進機関の設立（2015年）
- ◆ 小売全面自由化（2016年）と電気事業類型の見直し（発電事業：届出制、送配電事業：許可制、小売事業：登録制）
- ◆ 送配電部門の法的分離（2020年）

(2) 電源ポートフォリオの変化

- ◆ 自由化の中で、不採算火力（特に老朽石油火力）の廃止が進展
- ◆ 脱炭素化の潮流の中で、火力発電所の新設は減少傾向
- ◆ 原子力の設備容量は多いが、稼働している発電所は限定的
- ◆ 自然条件により発電量が変動する再エネ（太陽光・風力）が増加
- ◆ 自由化の中で、電力各社内はLNG在庫管理を経済性の観点から最適化

(3) 今冬の需給要因

- ◆ 強い寒波の断続的な流入により、電力需要が大幅に増加
- ◆ LNGの在庫水準が低下する一方、スポット調達に要するリードタイムや国際的なLNG需給逼迫、価格高騰等を背景として、短期的な追加調達が難航
- ◆ 2020年12月～2021年1月でフル稼働していた原発は2基のみであり、ベースの供給力は過去数年に比べて低水準
- ◆ 火力のトラブル停止や渇水による水力の利用率不調、太陽光の発電量変動

1. 電力需給についての分析状況

(1) 電力システム改革の進捗

(2) 電源ポートフォリオの変化

(3) 今冬の需給要因

2. 個別論点の議論及び検討の方向性

- 戦後、我が国においては、民間電力会社10社の垂直一貫体制による地域独占と、総括原価方式により投資回収を保証する電気事業制度の下、大規模電源の確保と地域への供給保証を実現し、国民生活の発展や経済成長を支えてきた。
- **1995年に発電部門において競争を導入し、また、2000年以降、電気の小売事業への参入を段階的に自由化した。**こうした改革による競争の導入は、東日本大震災までの間、電気料金が継続的に低下するなど、一定の成果を挙げてきた。
- **2011年に発生した東日本大震災により、災害時におけるエネルギー供給の脆弱性が露呈したことを契機に、従来の電力システムの抱える様々な限界に対し、電力の低廉かつ安定的な供給を一層進めることへの社会的要請が高まった。**

◆ 第1次制度改革（1995年）

- ①卸電気事業の参入許可を原則として撤廃し、**電源調達入札制度を創設**して、発電部門において競争原理を導入。
- ②**特定電気事業制度を創設**し、特定の供給地点における電力小売事業を制度化。
- ③一般電気事業者の自主性を認める方向で料金規制を見直し、**選択約款を導入**。

◆ 第2次制度改革（1999年）

- ①小売部門において、**特別高圧需要家（原則、契約電力2千kW以上）を対象として部分自由化を導入**。
- ②**料金の引下げ等**、電気の利用者の利益を阻害する恐れがないと見込まれる場合においては、これまでの規制を緩和し、認可制から**届出制に移行**。

◆ 第3次制度改革（2003年）

- ①小売部門において、**高圧需要家（原則、契約電力50kW以上）まで部分自由化範囲を拡大**。
- ②一般電気事業者の送配電部門に係るルール策定・監視等を行う**中立機関（送配電等業務支援機関）を創設**。
- ③一般電気事業者の送配電部門における**情報遮断、差別的取扱いの禁止等を電気事業法により担保**。
- ④全国大の**卸電力取引市場を整備**。

◆ 第4次制度改革（2008年）

- ①卸電力取引所の取引活性化に向けた改革、及び送電網利用に係る新電力の競争条件の改善。
 - ②安定供給の確保及び環境適合に向けた取組の推進。（グリーン電力卸取引の導入等）
- ※**小売部門の自由化範囲は拡大せず**（5年後を目途に範囲拡大の是非について改めて検討）。

◆ 電力システム改革（2015年～2020年目途）

第2回電力基本政策小委員会（2015年11月）資料

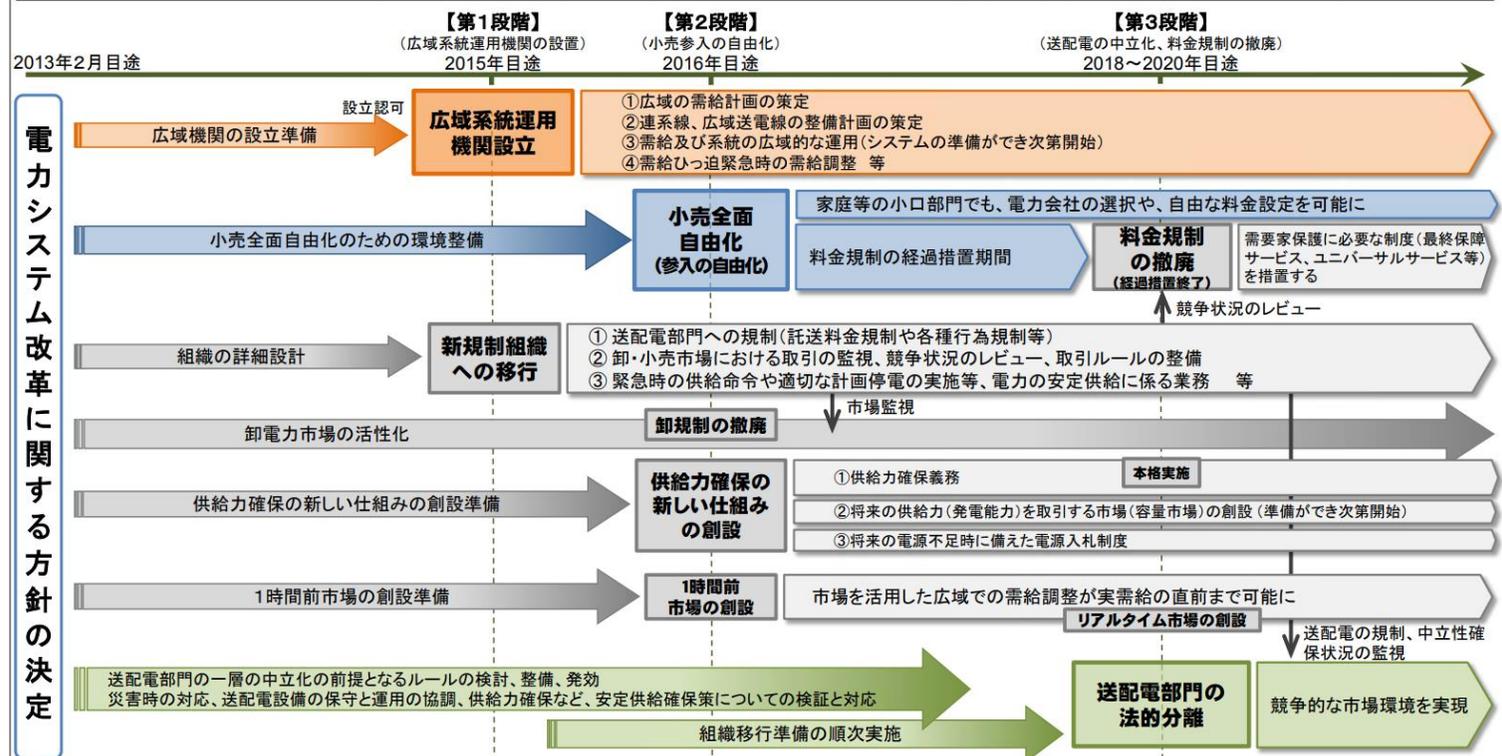
電力産業を取り巻く環境の変化（2）電力システム改革

- 「電力システム改革に関する改革方針」(平成25年4月2日閣議決定)において、①**広域系統運用の拡大**、②**小売及び発電の全面自由化**、③**法的分離の方式による送配電部門の中立性の一層の確保**という3段階からなる改革の全体像が示され、2020年4月1日に電気事業法第3弾改正法部分を施行した。

総合資源エネルギー調査会 総合部会 電力システム改革専門委員会報告書（2013年2月）

電力システム改革の工程表

- 電力システム改革は、大きな事業体制の変革を伴うものであり、十分な準備を行った上で慎重に改革を進めるため、実施を3段階に分け、各段階で検証を行いながら実行する。
- 広域系統運用機関の設立や、小売参入の全面自由化など、早期の実施が必要な改革については、可能な部分から速やかに実行に移す。
- 送配電部門の法的分離には、分離に向けた準備や給電指令システムの対応等、万全の備えが欠かせない。また、料金規制の撤廃には競争の進展が前提となる。そのため、相当の期間を置き、事業環境等も踏まえた上で実施を行う。
 - (注1) 送配電部門の法的分離の実施に当たっては、電力の安定供給に必要な資金調達に支障を来さないようにする。
 - (注2) 第3段階において料金規制の撤廃は、送配電部門の法的分離の実施と同時に、又は、実施の後に行う。
 - (注3) 料金規制の撤廃については、小売全面自由化の制度改正を決定する段階での電力市場、事業環境、競争の状態等も踏まえ、実施時期の見直しもあり得る。



小売全面自由化に伴う電気事業類型の見直し

- 小売参入の全面自由化により、「一般電気事業」や「特定規模電気事業」といった、電気の供給先に応じた事業類型の区別は廃止。発電事業、送配電事業、小売電気事業ごとに、それぞれ必要な規制を課している（**発電事業は届出制**、送配電事業は許可制、**小売電気事業は登録制**）。

旧制度（部分自由化）

既存電力会社
（一般電気事業者）

- 「一般の需要」への供給を行う。
- 家庭等の規制部門への供給は、供給義務・地域独占・料金規制（総括原価方式による認可制）

新電力
（特定規模電気事業者）

- 自由化された大口需要（「特定規模需要」）への供給を行う。

電源開発、日本原電、製鉄・製紙メーカー等

- 一般電気事業者・特定規模電気事業者への供給を行う。

小売参入全面自由化後

発電事業

送配電事業

小売電気事業

発電事業

小売電気事業

発電事業

【届出制】

- 100ルフティング（公平な競争条件の確保）のため一律の規制

【許可制】

- 公的インフラたる送配電網を運営
- 地域独占・料金規制（総括原価方式による認可制）

【登録制】

- 「一般の需要」（全需要家）に自由に供給
- 供給力確保義務
- 100ルフティングのため一律規制

※特定送配電事業は届出制。

1. 電力需給についての分析状況

(1) 電力システム改革の進捗

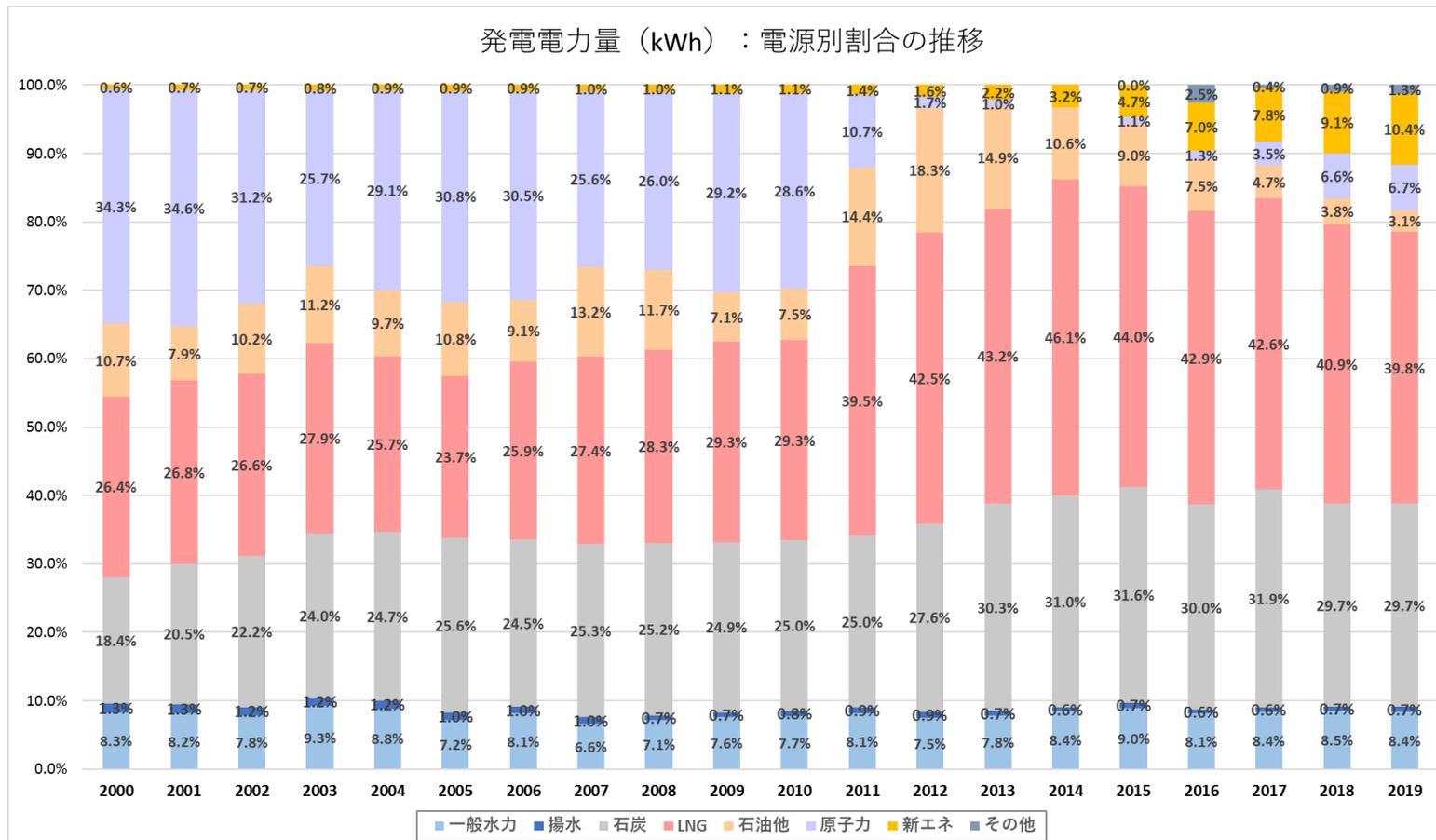
(2) 電源ポートフォリオの変化

(3) 今冬の需給要因

2. 個別論点の議論及び検討の方向性

発電電力量の推移

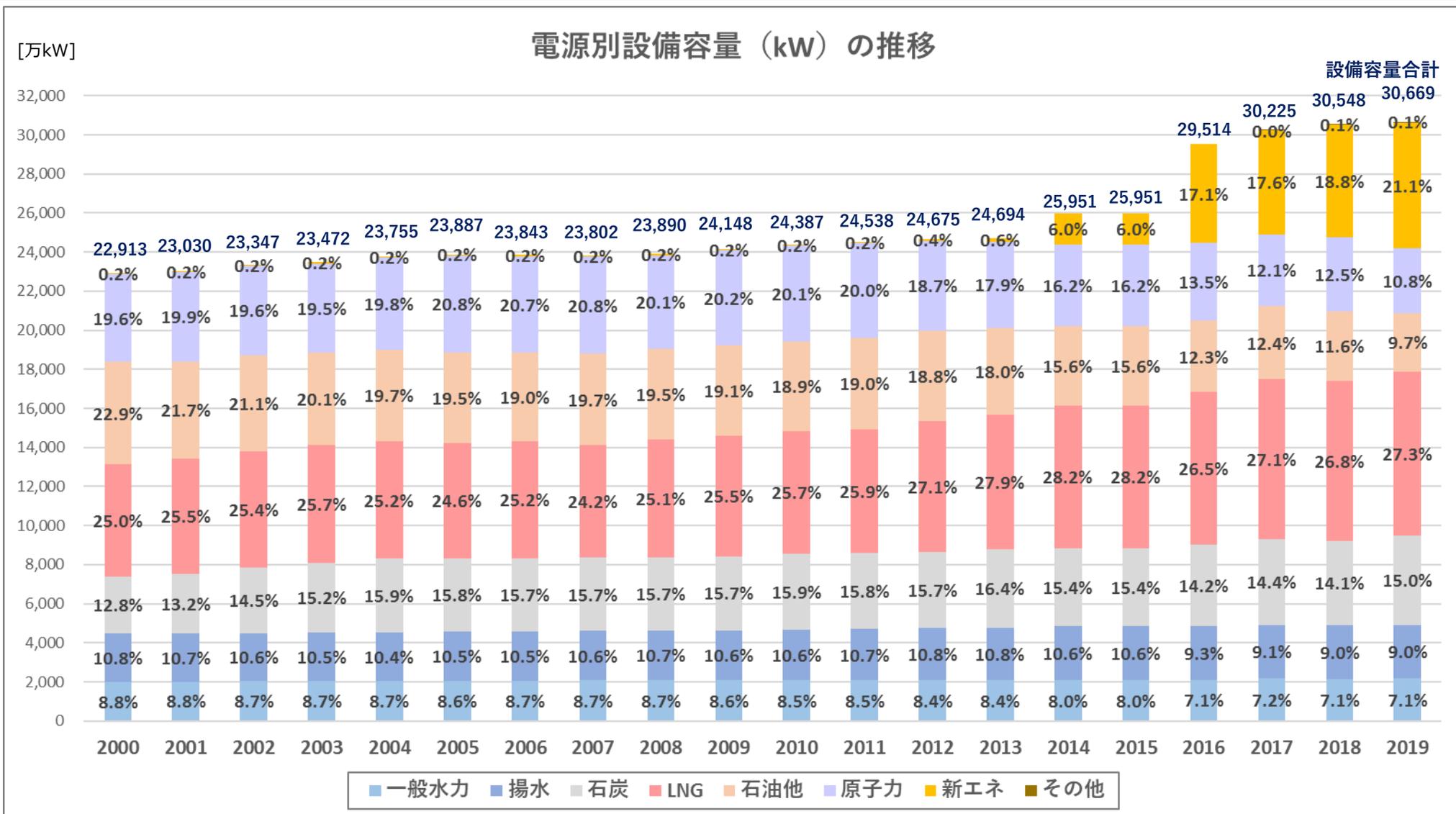
- 東日本大震災以降、全国の原子力発電所は順次停止し、**2014年度の原子力発電所の発電電力量の割合は0%**となった。
- 積極的に再エネも導入しているものの、安定供給を確保するためには、これまで休止していた経年火力を再稼働させたり、最新の設備に更新して発電効率を高めるなど、**火力発電所の発電電力量の割合を増加（2009年度約61.4%→2019年度65.7%）し、電力をまかなってきた。**



(出所) 2000～2015年度：電源開発の概要、2017年度以降：供給計画とりまとめ（電力広域的運営推進機関）から作成（自家消費分は含まない）

設備容量の推移

- 近年、再エネ設備の導入が増加すると共に、石油火力の廃止や一部原子力の廃炉が進んでいる。



火力の新設・休廃止の推移

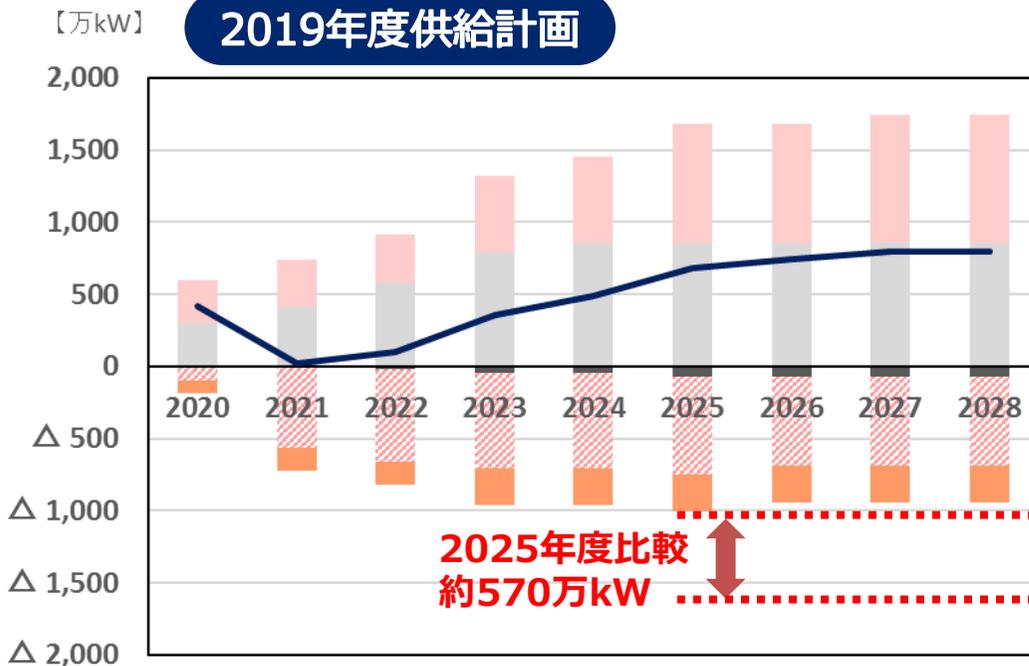
- 自由化後、2019年度までの火力電源の廃止実績は増加傾向にある。
- 2020年度供給計画に計上される**火力の休廃止設備量は、前年度と比較し、増加**（2025年度断面で、約570万kWの設備が追加で休廃止計上）している。
- なお、2021年1月8日時点で稼働していた火力電源のうち約500万kW（*）の休廃止が決定している。

廃止した火力電源の実績

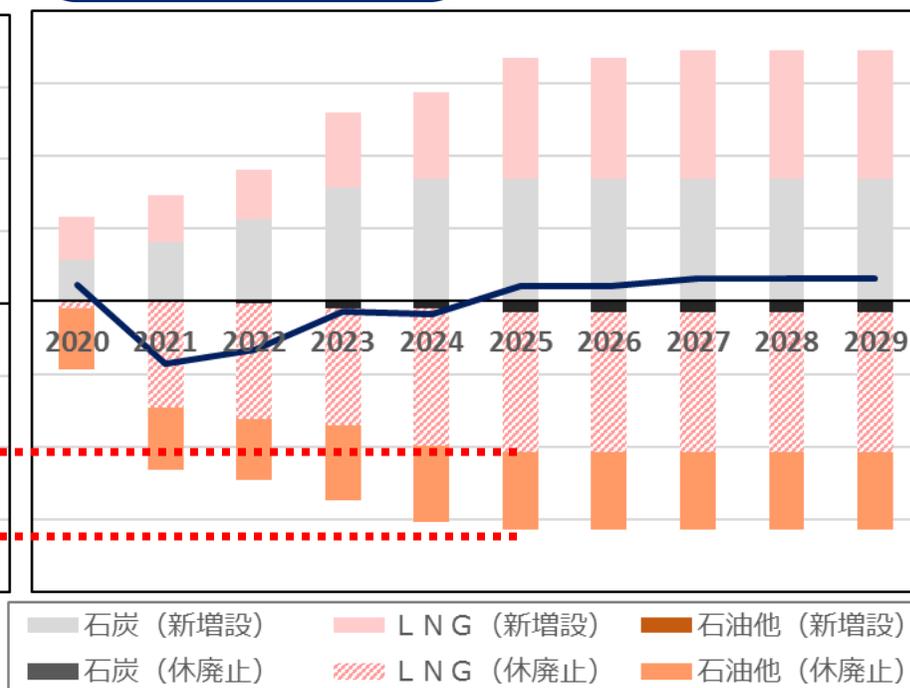
	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度
設備容量 (万kW)	49	203	136	669

* 2021年1月8日時点で稼働していた旧一般電気事業者・電源開発が保有する火力電源のうち、2024年度までに休廃止する予定の電源を集計。

2019年度供給計画



2020年度供給計画

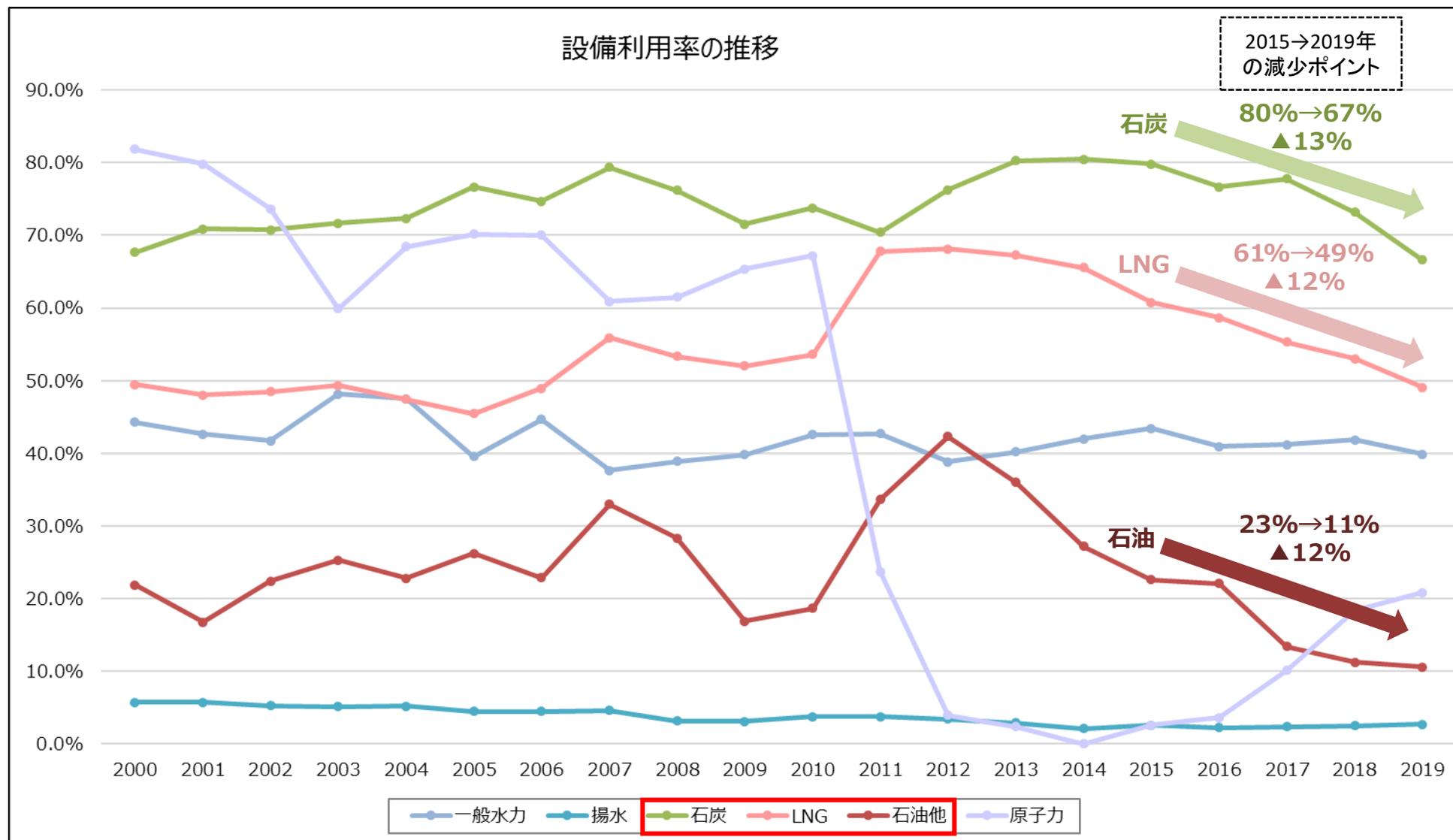


(出所) 供給計画とりまとめ (電力広域的運営推進機関) を加工

(参考) 供給計画取りまとめにおける設備利用率

第28回電力・ガス基本政策小委員会
(2020年10月30日) 資料7 一部修正

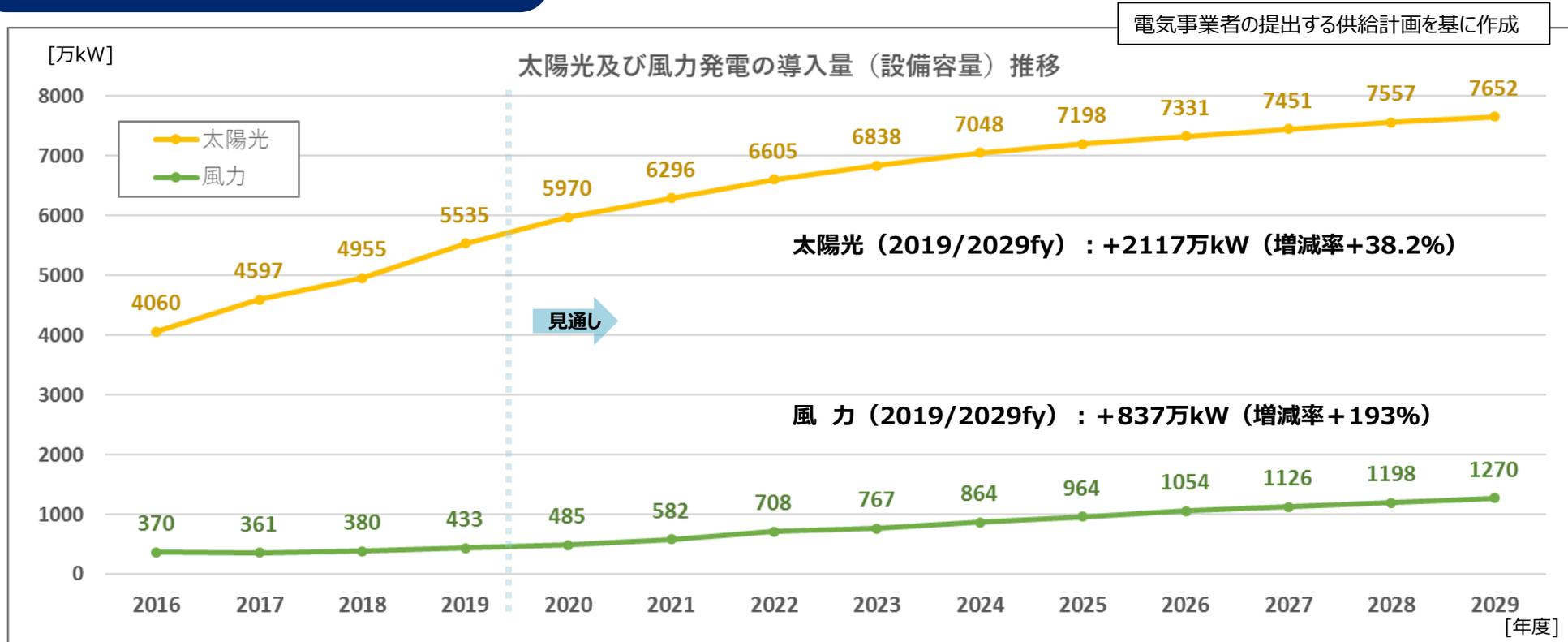
- 2015年以降、火力電源の設備利用率は減少傾向。



再生可能エネルギーの導入量増加

- 再エネの導入が進んだことにより、需要が少ない時期には、火力の出力抑制や地域間連系線の活用等により需給を調整し、それでもなお電気が余るおそれがあれば、再エネの出力制御を行う。

再エネ増加量の推移



2019年度再エネ出力制御実績（九州）

実施年月	2019年度												2019年度
	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	
制御実績日数	20	10	-	-	-	-	2	10	1	5	11	15	74

【優先給電ルールに基づく対応】

- ①火力（石油、ガス、石炭）の出力制御、揚水の活用
- ②他地域への送電（連系線）
- ③バイオマスの出力制御
- ④**太陽光、風力の出力制御**
- ⑤長期固定電源※（水力、原子力、地熱）の出力制御
※出力制御が技術的に困難

1. 電力需給についての分析状況

(1) 電力システム改革の進捗

(2) 電源ポートフォリオの変化

(3) 今冬の需給要因

2. 個別論点の議論及び検討の方向性

昨年秋時点での冬の天候の見通し（2020年9月気象庁発表）

- 昨年9月に気象庁から発表された冬の天候の見通しでは、気温について、
 - ✓ **北日本**では北からの寒気の影響が弱いため、**平年並か高い**
 - ✓ **東・西日本と沖縄・奄美**では**ほぼ平年並**の見込みとなっていた。

冬（12～2月）の平均気温・降水量・降雪量

		平均気温 冬（12～2月）	降水量 冬（12～2月）	降雪量 冬（12～2月）
北日本	日本海側	低 20 並 40 高 40% 平年並か高い 見込み	少 30 並 40 多 30% ほぼ平年並 の見込み	少 40 並 40 多 20% 平年並か少ない 見込み
	太平洋側		少 20 並 40 多 40% 平年並か多い 見込み	予報しません
東日本	日本海側	低 40 並 30 高 30% ほぼ平年並 の見込み	少 30 並 30 多 40% ほぼ平年並 の見込み	少 30 並 30 多 40% ほぼ平年並 の見込み
	太平洋側		少 30 並 40 多 30% ほぼ平年並 の見込み	予報しません
西日本	日本海側	低 40 並 30 高 30% ほぼ平年並 の見込み	少 20 並 40 多 40% 平年並か多い 見込み	少 20 並 40 多 40% 平年並か多い 見込み
	太平洋側		少 30 並 40 多 30% ほぼ平年並 の見込み	予報しません
沖縄・奄美		低 40 並 30 高 30% ほぼ平年並 の見込み	少 40 並 30 多 30% ほぼ平年並 の見込み	予報しません

平均気温 冬（12～2月）

北日本
西日本
東日本
沖縄・奄美

低い確率 50% 以上 40% 40% 50% 高い確率 (%)
↑ 平年並も40% ↑

降水量 冬（12～2月）

北日本(日) 北日本(太)
東日本(日) 東日本(太)
西日本(日) 西日本(太)
沖縄・奄美

少ない確率 50% 以上 40% 40% 50% 多い確率 (%)
↑ 平年並も40% ↑

降雪量 冬（12～2月）

北日本(日) 北日本(太)
東日本(日) 東日本(太)
西日本(日) 西日本(太)
沖縄・奄美

少ない確率 50% 以上 40% 40% 50% 多い確率 (%)
↑ 平年並も40% ↑

季節予報は、予測の確からしさに応じて、気温や降水量などを「低い（少ない）、平年並、高い（多い）」となる確率で表しています。「平年並」がどの程度の値になるのかについては、末尾の「参考データ（平年並の範囲）」をご覧ください。
 確率をその大きさに応じ言葉で解説しています。詳しくは末尾の「参考データ（確率予報の解説）」をご覧ください。

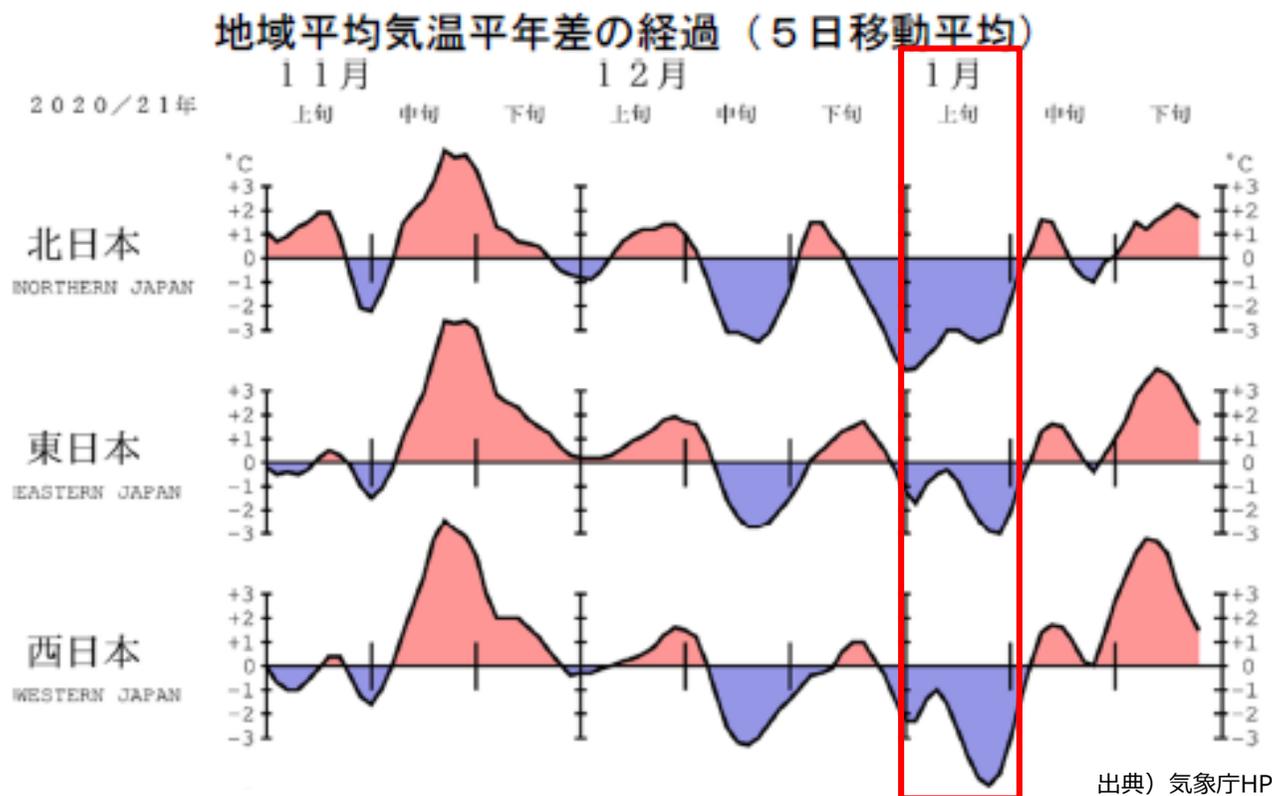
※気象庁「冬の天候の見通し 12～2月 寒候期予報（令和2年9月25日発表）の解説」より引用。

平均気温の平年差実績（1月前半）

- 強い寒波が断続的に流入し1月前半（1日～15日）の全国（沖縄を除く）の平均気温は平年よりも約2℃低下。
- 特に1月上旬の平均気温は、北・西日本でかなり低く※、東日本では低かった※。

※気象庁によると、以下のように表現を使い分けている。

- ・ 低い…1981年～2010年の30年のうち、低いところ10年の中に入る寒さ
- ・ かなり低い…上記30年のうち、低いところ3年の中に入る寒さ

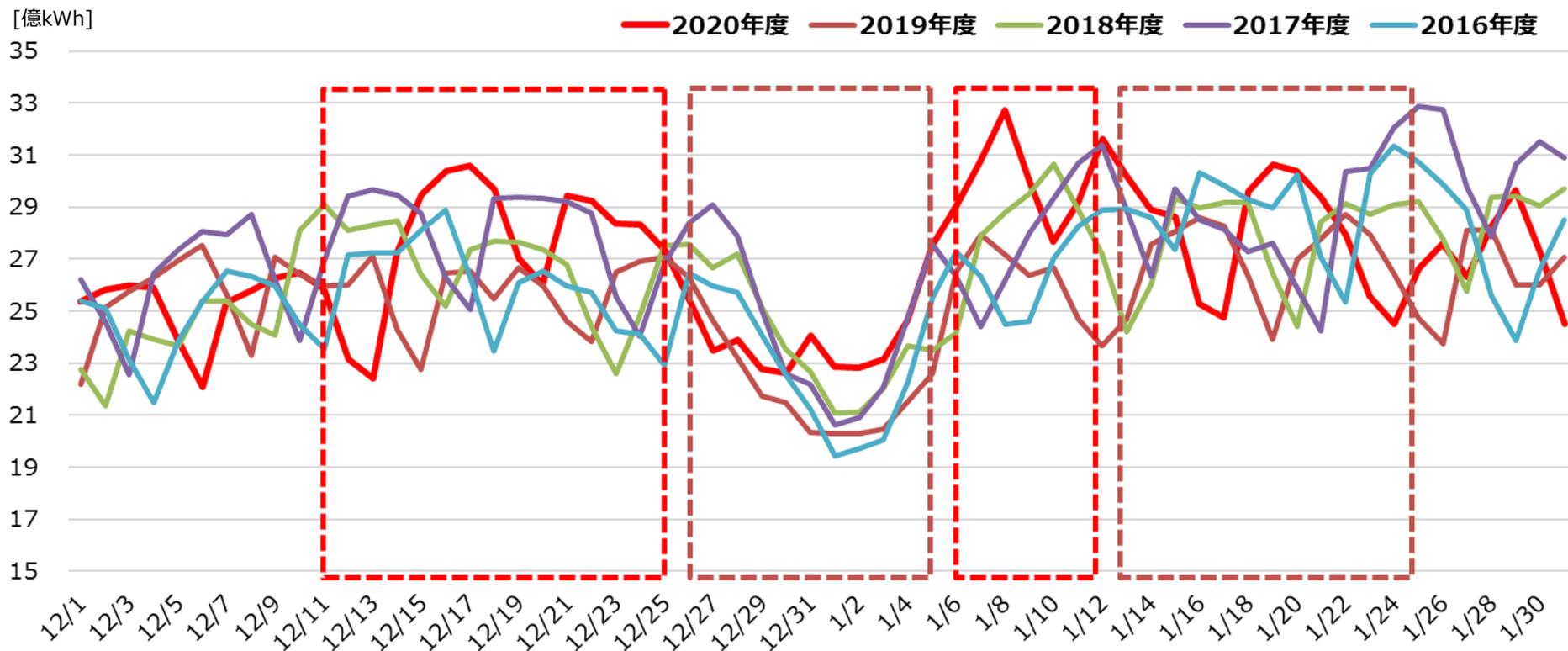


	北日本	東日本	西日本	全国（沖縄除く）
平年気温との差	▲2.3℃	▲1.0℃	▲2.1℃	▲1.8℃

※気象庁HPの公表データに基づき算出。

各年度の発電量推移

- 厳しい寒波もあり、12月中旬の電力需要はここ数年でも高い水準となり、年末年始頃はやや落ち着いたものの、1月上旬の電力需要は大幅に増加し、ここ数年で最も高い水準となった。



<2020年度の電力需要の増加率（過去年度比）>

	1) 12/11-25	2) 12/26-1/5	3) 1/6-1/12	4) 1/13-25
2019年度比	+7.4%	+8.4%	+15.3%	+3.5%
2018年度比	+3.2%	▲0.4%	+7.0%	+0.04%
2017年度比	▲0.8%	▲2.9%	+7.4%	▲2.6%
2016年度比	+7.0%	+4.1%	+12.9%	▲4.2%
※過去4年平均比	+4.1%	+2.1%	+10.5%	▲0.9%

(参考) 電力需要実績 2021年1月：日別最大電力と電力量

❑ 厳寒想定需要を上回った日

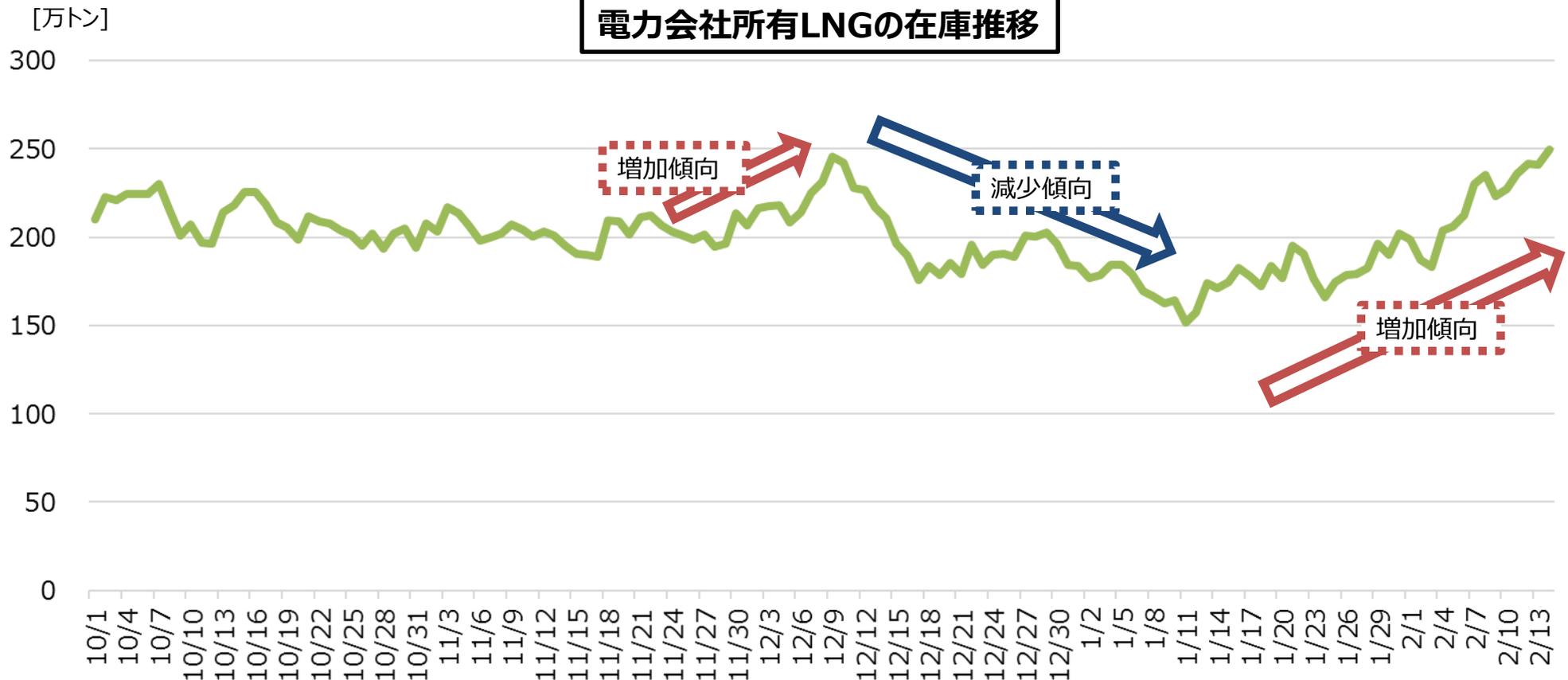
		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	全国
厳寒想定	[万kW]	541	1,455	5,298	2,353	530	2,555	1,097	504	1,567	116	16,016
1/7	[万kW]	528	1,352	4,587	2,269	505	2,482	1,093	497	1,606	107	14,889
(木)	[億kWh]	1.17	2.97	9.41	4.60	1.10	4.99	2.27	1.00	3.25	0.21	30.98
1/8	[万kW]	522	1,480	4,815	2,409	534	2,561	1,124	507	1,595	112	15,605
(金)	[億kWh]	1.18	3.22	10.02	4.93	1.16	5.36	2.40	1.07	3.41	0.23	32.98
1/9	[万kW]	499	1,345	4,422	1,978	461	2,304	1,023	469	1,469	116	13,971
(土)	[億kWh]	1.10	3.03	9.25	4.26	1.05	4.91	2.22	0.99	3.16	0.24	30.21
1/10	[万kW]	489	1,300	4,303	1,783	426	2,101	935	422	1,379	103	13,192
(日)	[億kWh]	1.07	2.86	8.77	3.79	0.94	4.44	2.02	0.89	2.91	0.21	27.90
1/11	[万kW]	490	1,308	4,649	2,107	418	2,206	977	424	1,370	98	13,996
(月)	[億kWh]	1.10	2.87	9.47	4.37	0.94	4.57	2.06	0.90	2.88	0.21	29.36
1/12	[万kW]	512	1,414	5,094	2,356	468	2,594	1,072	496	1,439	110	15,519
(火)	[億kWh]	1.12	3.02	10.35	4.80	1.02	5.12	2.16	0.99	3.03	0.22	31.85
1/13	[万kW]	478	1,315	4,826	2,323	481	2,431	997	461	1,379	99	14,746
(水)	[億kWh]	1.07	2.89	9.66	4.66	1.04	4.91	2.08	0.94	2.92	0.20	30.43
1/14	[万kW]	491	1,310	4,611	2,239	465	2,334	974	437	1,298	95	14,163
(木)	[億kWh]	1.10	2.85	9.23	4.50	1.02	4.65	1.98	0.88	2.69	0.20	29.11
1/15	[万kW]	491	1,301	4,712	2,178	462	2,245	973	427	1,261	88	14,059
(金)	[億kWh]	1.10	2.82	9.45	4.34	1.00	4.46	1.98	0.87	2.57	0.19	28.78
1/16	[万kW]	478	1,177	3,779	1,770	406	1,899	809	351	1,087	92	11,682
(土)	[億kWh]	1.01	2.62	7.99	3.81	0.92	4.08	1.76	0.76	2.33	0.19	25.48
1/17	[万kW]	460	1,210	4,041	1,657	401	1,933	858	374	1,247	98	12,267
(日)	[億kWh]	1.01	2.58	8.00	3.45	0.88	3.90	1.73	0.75	2.44	0.19	24.94

※厳寒想定需要は、各エリアの不等時性を考慮した値

電力会社のLNG在庫の推移

- 12月上旬までは冬季の需要増に備え、LNG在庫量は全国的に増加傾向であったが、**電力需要が例年に比べて大幅に増えたこと等により、12月中旬以降大幅に下落。**
- **1/10頃が在庫下振れのピーク**であり、1月中旬以降は**在庫量は増加傾向**となり、**2月上旬には12月以前の水準まで回復。**

電力会社所有LNGの在庫推移

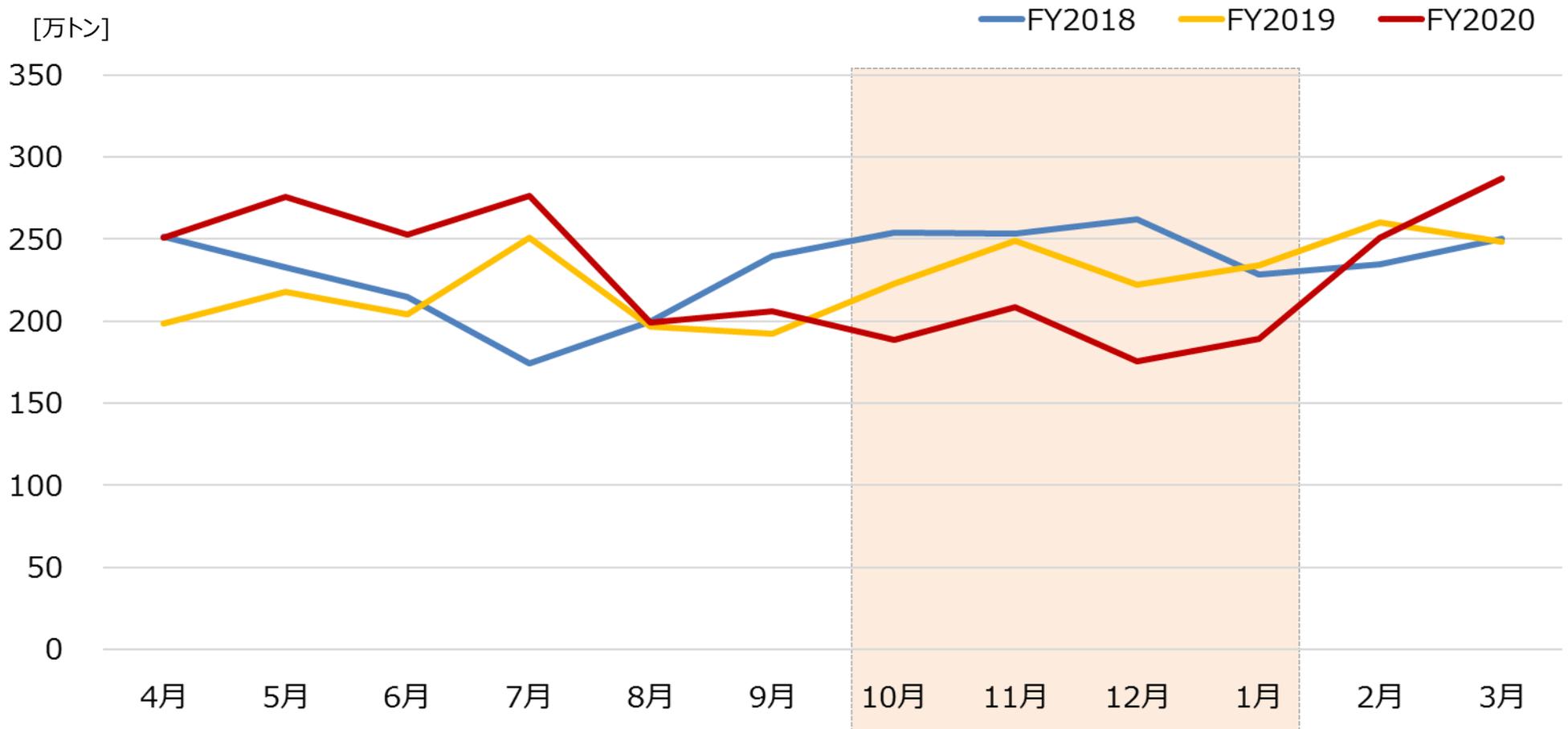


※旧一般電気事業者へのヒアリングに基づき、資源エネルギー庁作成。

※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。

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～9月にかけては例年より高い水準であったが、2020年10月～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。

(参考) 需要減少時等における燃料契約の扱い

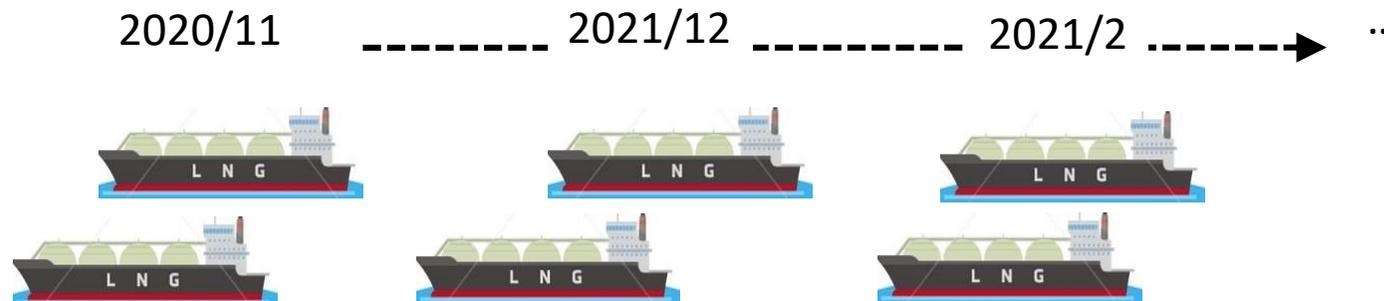
- 2011年の震災以降、原子力発電所が稼働できない環境の中で、旧一般電気事業者を中心に、安定供給に向けてLNGの長期安定確保を志向する動きがあり、**固定価格や原油価格※連動の長期購入契約が締結**されるケースが多く見られた。
※当時、LNGのスポット取引市場が確立しておらず、原油価格に連動した価格で長期契約が主流であったものと考えられる。
- また、足下のコロナウイルスによる電力需要の低迷などを背景に、世界的にも**LNGの需給バランスが崩れつつあり、LNG価格の先行きは不透明感が増している**。
- **契約上一定量の引取りが義務付けられている (take or pay条項)** 一方、LNGの国内貯蔵設備のキャパシティには一定の上限があり、**多くの在庫を貯蔵しておくことができない**。また、再エネ導入量拡大によるLNG火力稼働率低下も受け、2020年3月期決算において**LNG転売損を計上**する事業者が出る等、**他社や海外に損失を出してでも転売せざるを得ない**状況が発生している。

(参考) LNG取引の特徴

- LNGの長期契約は、「年間引取数量〇〇万トン」と規定されるケースが多い一方、売買主双方の意見も考慮して実際の引き取りは毎月同じ数量を受け取るケースが一般的。そのため、**長期契約とスポット契約の組み合わせでLNGの需給変動に対応している。**
- また長期契約においてユーティリティ各社は、**LNG需要に合わせて引取数量の上方修正（UQT）・下方修正（DQT）を行っている。**また、**LNGの需要が落ち込むと見られる場合で引取キャンセル権が付与されている契約では、同権利を行使し引取数量の調整を行っている。**
- **LNGのスポット調達には最短でも1ヶ月～1ヶ月半程度は掛かるのが通例。**内訳としては、
 - ① 調達先探し・LNG船の手配（数日～1週間）、
 - ② スポット契約調整（2週間程度）、
 - ③ （②と一部並行して）LNG船の手配・船陸整合性確認（初寄港の場合、2週間程度）、
 - ④ （供給量の多い豪州の場合）輸送日数（約10日間）。

ターム契約によるLNG引き取りイメージ

（毎月12万トン程度=2隻分を想定、一般的なLNG契約は全て該当。）

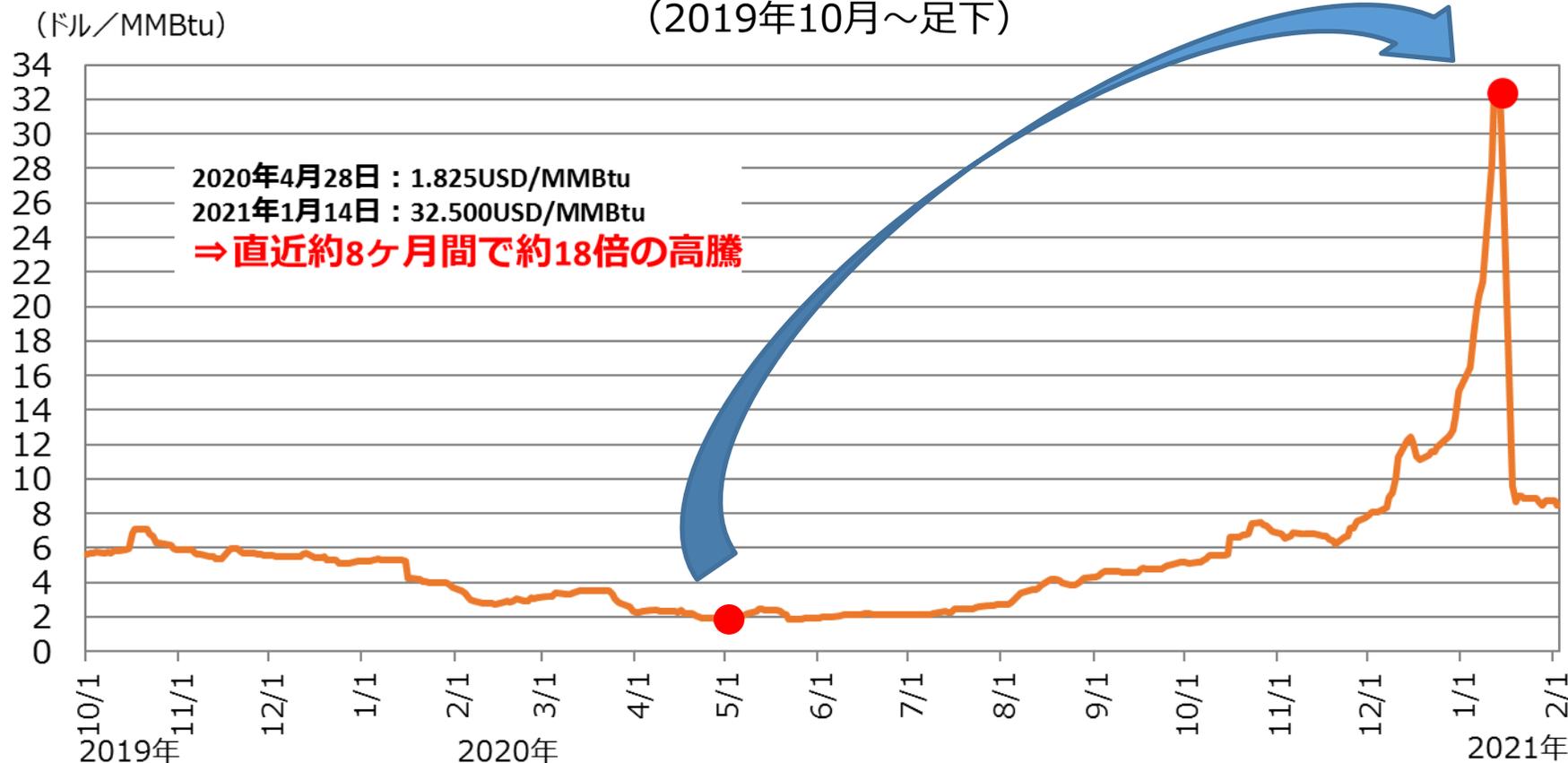


(参考) 2020年後半～2021年1月のLNG市場について - 全体像

- 年初の電力需給逼迫に伴う急激なLNG在庫の減少時にスポット市場から迅速に十分な量を確保できず。
- 2021年1月15日時点で、北東アジア向けLNGスポット価格は**32USD/MMBtuを突破**（直近約8ヶ月間で**18倍以上**の高騰）。日本が冬を迎え、長期契約をベースとする供給量では足りない量をスポット市場から調達する時期に、中国・韓国も同じようにLNGの急激な需要が発生する可能性が極めて高くなっており、それによる一過性の価格の高騰、マーケットのタイト化が課題。

Platts社 Japan Korea Marker (JKM)の推移

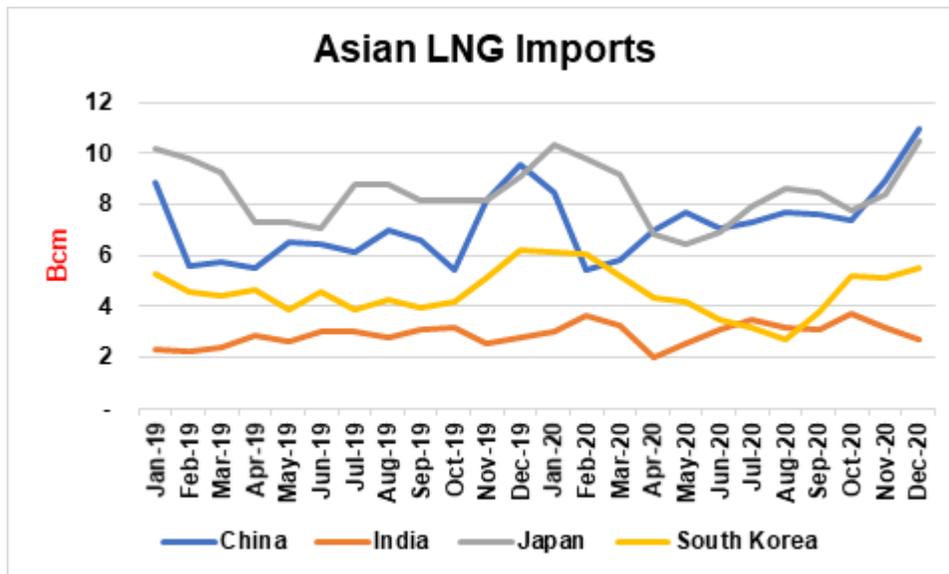
(2019年10月～足下)



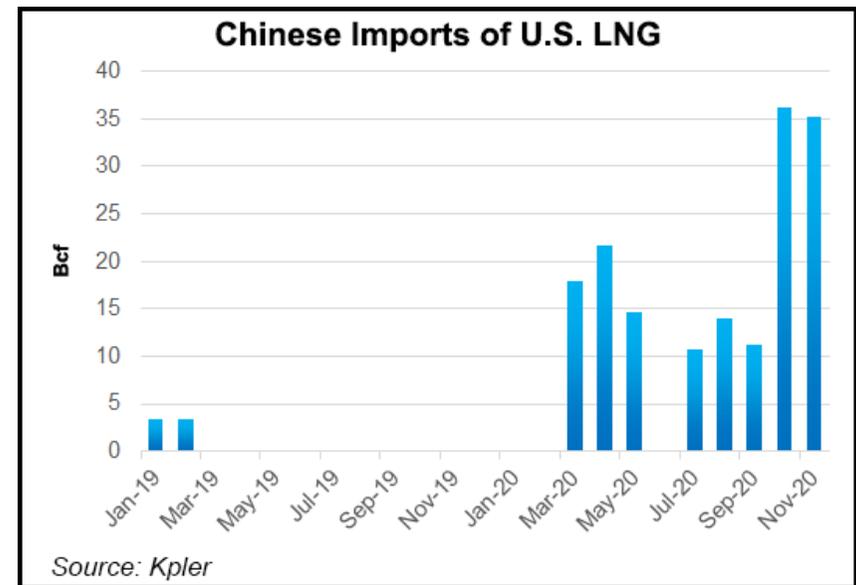
（参考）LNGスポット価格高騰の要因（需要サイド）：厳冬に伴う北東アジアのLNG需要増加

- 寒波による北東アジアでの気温低下に伴い、冬季の暖房需要等に向けて、LNG需要が急激に増加。
- 2020年12月26日に中国の海関総署（税関）が公表した数値では、**同国の11月次LNG輸入量は661万トンで前月比31.6%増、前年同月比では1.6%増**となった。（12/7付 Plattsより）

日・中・韓・印の月別LNG輸入量推移（2020年）



中国の米国産LNG輸入量推移（2019～20年）



（出典） S&P Global Platts

（出典） Natural Gas Intelligence
<https://www.naturalgasintel.com/china-buying-more-u-s-lng-to-meet-winter-demand-but-still-far-below-phase-one-targets/>

（参考）LNGスポット価格高騰の要因（供給サイド）：①LNG供給設備におけるトラブル多発

- 2020年の夏以降、豪Gorgon LNGプロジェクトを始め、世界各地の主要LNGプロジェクトにてトラブルが多発。
- LNG 液化プラントは従来故障率が低く、昨年のように例年の数倍もトラブルが多発する確率は非常にまれ。要因として、米国LNGプロジェクトを中心に初期トラブルが発生した可能性や、メンテナンスの延期（※）が影響した可能性が想定される。

※油価下落に起因するコストダウンのため、春先に予定されていた定期修理が、秋口や 2021 年に延期された。これが回転機器の摩耗等を原因とするトラブルを増加させた可能性が考えられる。

2020年のLNG供給設備等における主なトラブル

※赤枠は日本企業と長期契約締結

国名	プラント等	事象	容量(MTPA他)	期間
米国	サビンパス	ガス放出による1,2号タンク(各160k m3)破損 (修理完了、使用許可待ち)	-	2018/1/22 -
	エルバアイランド T2	コンプレッサー出火	0.25	5/13 -
	サビンパス T1-5	ハリケーンによる停止	4.5 x 5	8/24 - 9/9
	キャメロン T1-3	ハリケーンによる停電、航路内バージ沈没	5 x 3	8/26 - 10/21
	サビンパス T1	熱酸化装置火災、航路内リグ沈没	4.5	10/11 - 11/9
	フリーポート T1	コンプレッサー出火	5.1	10/21 - 11/9
	フリーポート T1-3	電力ハンチング	5.1 x 3	11/14 - 18
	サビンパス(パイプライン)	NGPLパイプライン供給停止	-	11/19 - 21
豪州	ゴージン T1-3	プロパン容器割れ	5.2 x 3	7/11 - 2021/4/30
マレーシア	マレーシア T1, 3, 7	生産不調	2.8, 2.8, 3.85	11/3 - 14
	マレーシア T6, 8	生産不調	3.2, 3.85	12/7 -
台湾	国聖原発第1ユニット	冷却水システム異常	-	12/14 -
カタール	カタールガス T4	混合冷媒コンプレッサー不調	7.8	11/19 - 12/13
ノルウェー	ハンメルフェスト T1	ガスタービン火災	4.2	9/28 - 2021/10/1
	パイプライン	ストライキ	-	10/1 - 9
トリニダード・トバゴ	アトランティック T1	フィードガス不足	3	2020 -
ナイジェリア	ナイジェリア	計画外停止	3.2/4.1	10/20 -
	ナイジェリア(パイプライン)	ガスパイプライン爆破	-	11/24

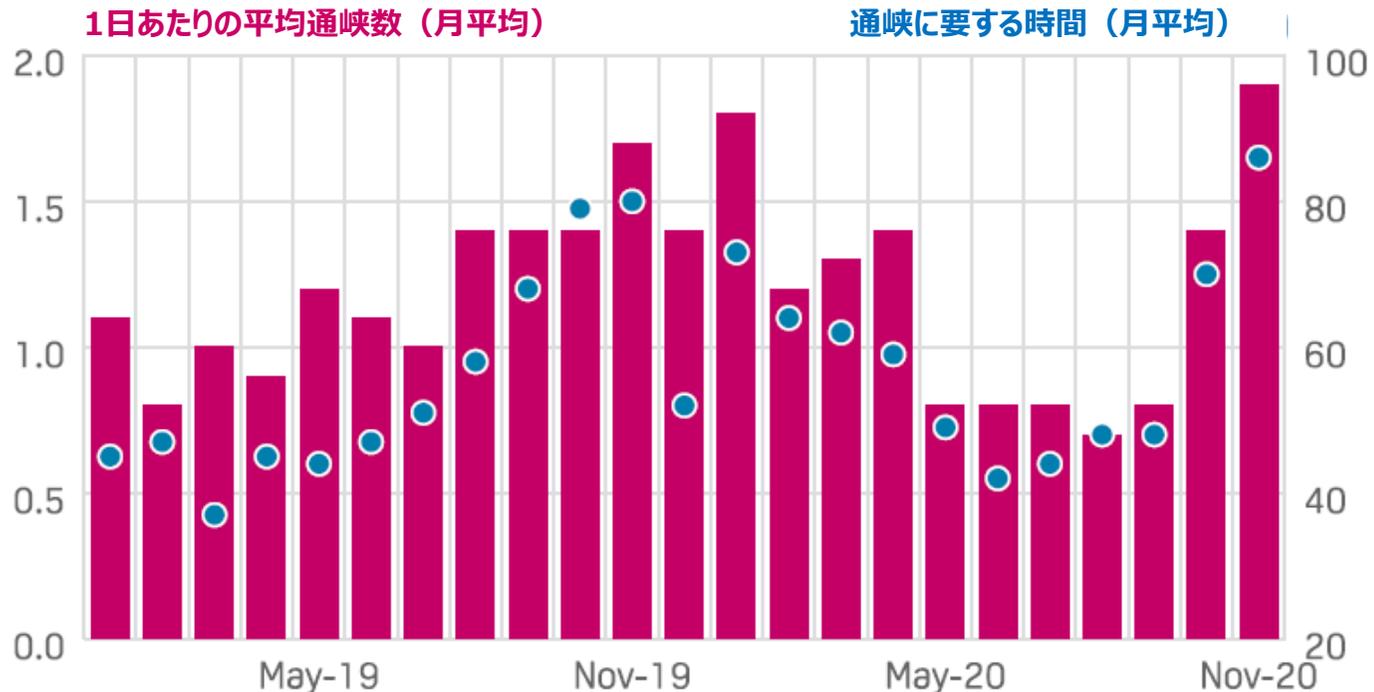
（参考）LNGスポット価格高騰の要因（供給サイド）：②パナマ運河における通峡渋滞

- パナマ運河を通峡遅延の主な原因として、**濃霧、通峡船舶数の増加、新型コロナウイルス対策の安全手順追加に伴う通峡時間増加**に加え、**LNG 船に対する運航上の制限**（夜間通峡の禁止、コンテナ・客船の通峡が優先される等）も挙げられる。
- これに伴い、多くの米国産 LNG 船はパナマ運河を避けて東進することを余儀なくされており、アジア地域への LNG 輸送にかなりの時間およびコストがかかっている。

（参考：航路別 北米産LNGの日本への輸送所要日数）

パナマ運河経由：20 日間、喜望峰経由：34 日間、スエズ運河経由：31 日間

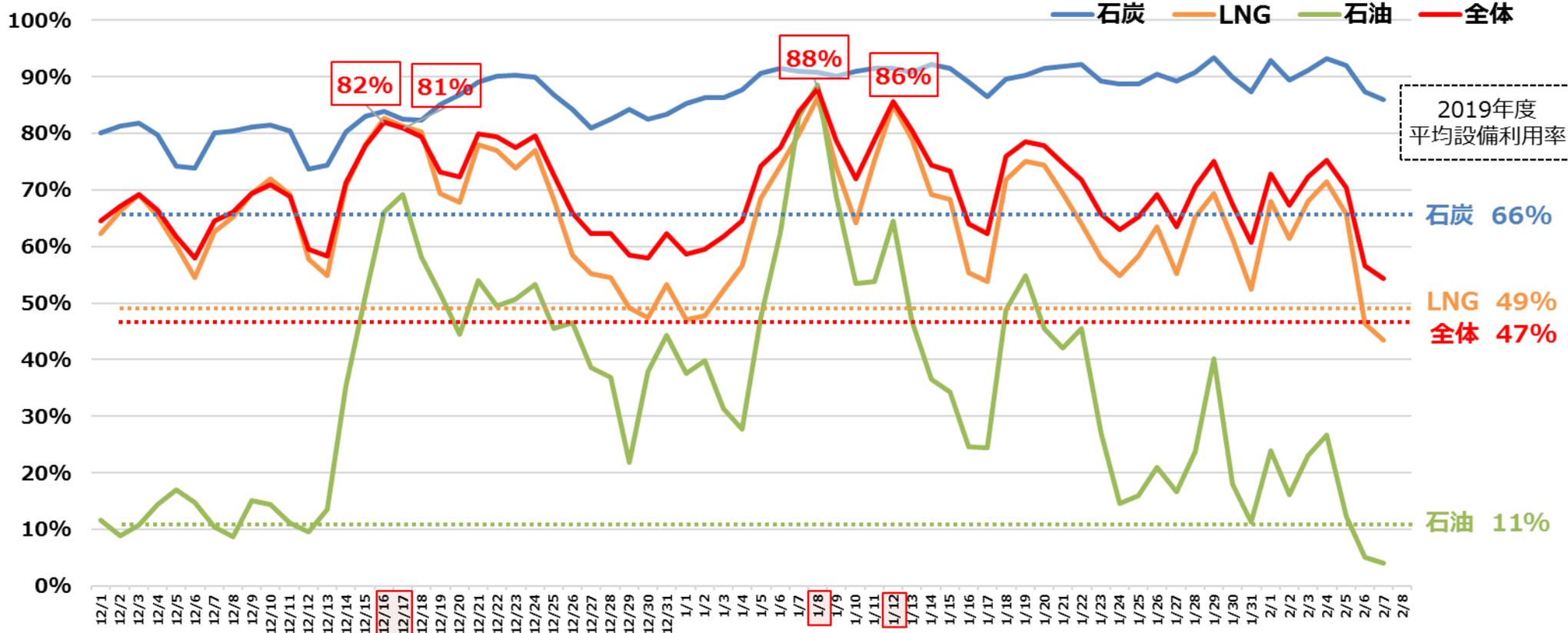
パナマ運河におけるLNG船の1日あたり平均通峡数と平均通峡所用時間



火力発電設備利用率 日別比較

- 寒波が到来した**12月中旬以降**、燃料種を問わず、供給計画取りまとめにおける**2019年度の設備利用率（点線部）を常時上回る状態が継続**。
- 年末年始の低需要期に稼働を落としたものの*、再び寒波が到来した**1月上旬から**、再び**設備利用率が高い状態が継続**し、特に全国的に寒波が訪れた**1月8日、12日**では、**火力全体の設備利用率が約90%**となった。

*年末年始(12/26~1/4)の低需要期は、1月以降の本格的な高需要期に備えるため、発電設備の計画停止・補修を行うことが一般的であり、全体的に設備利用率は低い水準を示している。



※旧一般電気事業者等（北海道電力、東北電力、JERA、北陸電力、関西電力、中国電力、四国電力、九州電力、電源開発、酒田共同火力発電、相馬共同火力、常磐共同火力）が所有する火力発電所（沖縄に立地する発電所を除く）を対象に各社ヒアリングにより集計。トラブル等による停止は含んでいるものの、長期休止電源は含んでいない。

※「設備利用率 = 発電電力量(送電端、24時間値)/24/定格出力」として求めている。ただし一部、送電端で発電電力量が計測困難な発電所について、発電端の値を使用している。

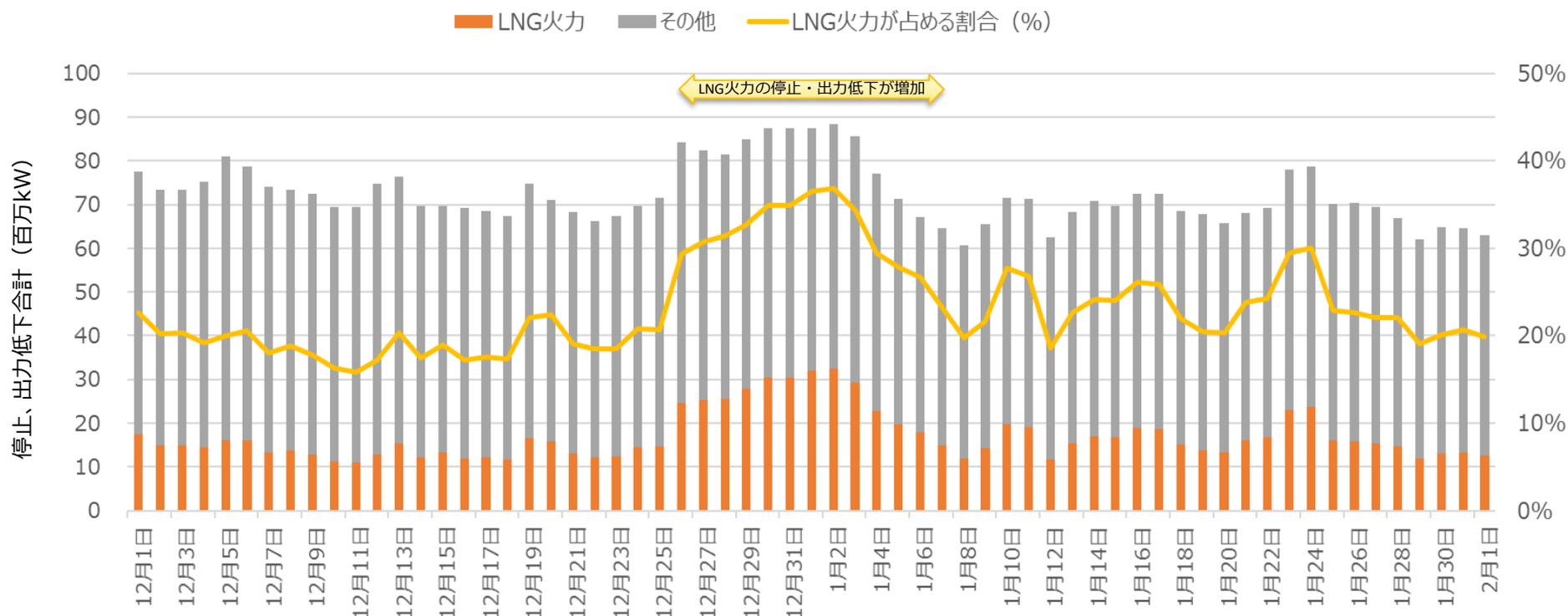
※燃料が混焼の場合、最も割合が多い主燃料によって燃料種を区分している。

※グラフ中の点線は、2020年度供給計画取りまとめにおける2019年度の設備利用率を示している。それぞれの値は燃料別に、石炭66.4%、LNG48.9%、石油10.6%、火力全体46.8%である。

電源の停止・出力低下の状況

- 12月1日～1月22日の間で、**一日平均7,300万kWの停止・出力低下**が発生。
- HJKS上でのユニットの停止・出力低下については、**12月末から1月初めにかけて増加**。同期間において、**LNG火力が占める割合が増加**していた。

停止・出力低下量（2020年12月1日～2021年2月1日）



	12/20	12/21	12/22	12/23	12/24	12/25	12/26	12/27	12/28	12/29	12/30	12/31	1/1	1/2	1/3	1/4	1/5	1/6	1/7	1/8	1/9	1/10	1/11	1/12	1/13	1/14	1/15	1/16	1/17	1/18	1/19	1/20	1/21	1/22	1/23	1/24	1/25	1/26	1/27	1/28	1/29	1/30	1/31	2/1	
停止・出力低下量	71	68	66	67	70	72	84	82	81	85	87	87	88	88	86	77	71	67	65	61	65	71	71	63	68	71	70	72	72	69	68	66	68	69	78	79	70	70	70	70	67	62	65	65	63
内、LNG火力	16	13	12	12	15	15	25	25	26	28	30	30	32	32	29	23	20	18	15	12	14	20	19	12	15	17	17	19	19	15	14	13	16	17	23	24	16	16	15	15	12	13	13	13	
LNG火力が占める割合	22	19	19	19	21	21	29	31	31	33	35	35	37	37	34	29	28	27	23	20	22	28	27	19	23	24	24	26	26	22	20	20	24	24	30	30	23	23	22	22	19	20	21	20	
	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%

石炭火力の計画外停止

- 12月から1月にかけて、ベース電源となる大規模な石炭火力発電所の計画外停止が発生。

第57回 調整力及び需給バランス等に関する委員会
(2021年2月15日) 資料2

発電所名	事業者	ユニット	定格出力	設置エリア	停止日時～復旧日時	備考
原町火力発電所	東北電力	1号機	100万kW	東北	2020/9/15～2020/12/26	需給検証反映済み
鹿島火力発電所	鹿島パワー	2号機	64.5万kW	東京	2021/1/18～2021/1/19	
勿来IGCC	勿来IGCCパワー		54.3万kW	東京	2020/1/20～復旧未定	
碧南火力発電所	JERA	2号機	70万kW	中部	2020/12/26～2021/1/3	
同上	JERA	1号機	70万kW	中部	2021/1/17～2021/1/19	
舞鶴発電所	関西電力	1号機	90万kW	関西	2020/12/4～2020/12/5	
橘湾火力発電所	電源開発	1号機	105万kW	四国	2020/12/25～復旧未定	
松島火力発電所	電源開発	2号機	50万kW	九州	2021/1/7～2021/1/14	
同上	電源開発	2号機	50万kW	九州	2021/1/16～2021/1/27	
苅田発電所	九州電力	新1号機	36万kW	九州	2020/9/30～2021/1/18	需給検証反映済み

JEPXの発電情報公開システム(HJKS)より2020/12/1～2021/1/31の期間を集約

原子力発電所の稼働状況

- 原発については、9基が再稼働済みであるが、**2020年12月から2021年1月の間**は、直近の同時期と比べ、定期検査などによる稼働停止が多く、**フル稼働していた原発は2基**にとどまる。
- こうした中、原発が全基停止していた**関西エリア**では、1月17日から、**同エリアの供給力の4%にあたる大飯4号機が稼働再開**し、電力の安定供給の確保に寄与。

原子力発電所の稼働状況

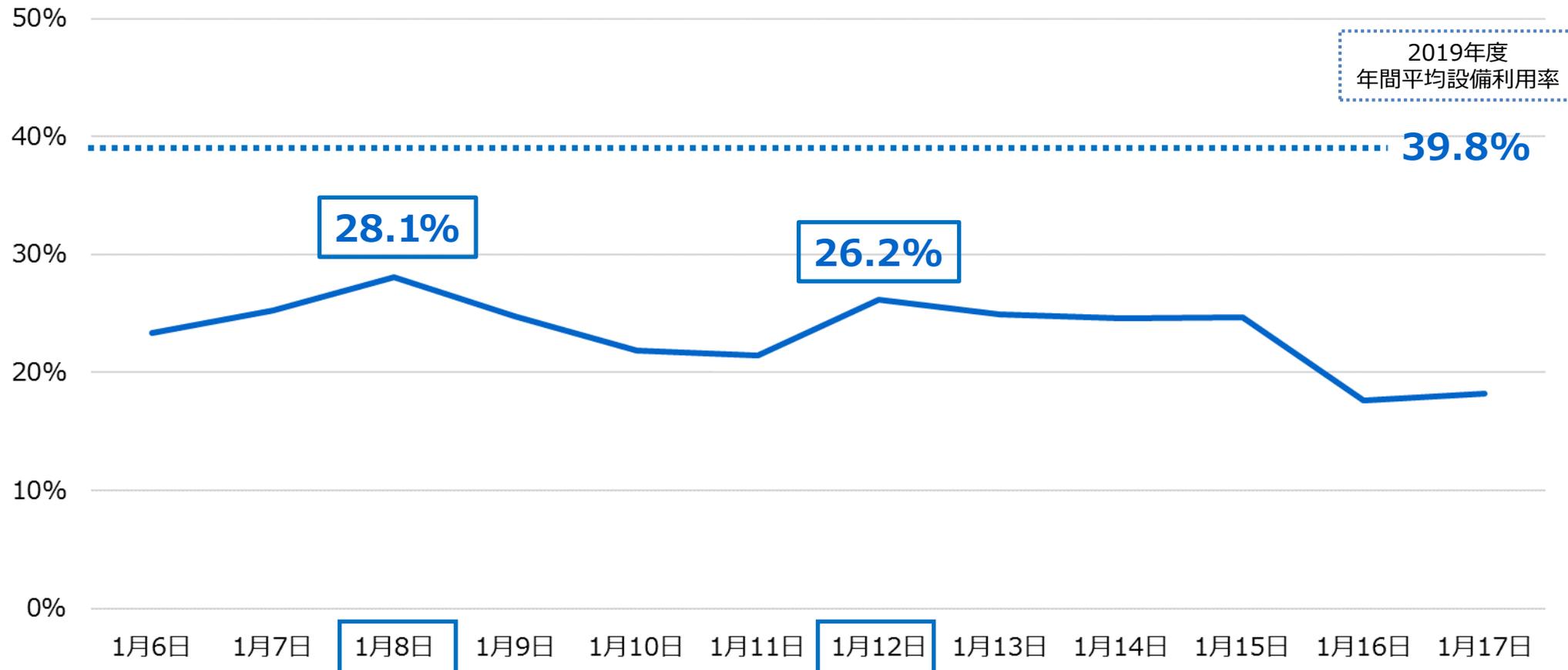
エリア	発電所名	号機	定格出力 発電端 [万kW]	稼働状況			
				2017.12~ 2018.1	2018.12~ 2019.1	2019.12~ 2020.1	2020.12~ 2021.1
関西	高浜発電所	3号機	87.0	稼働	稼働	1/6~ 停止	停止
関西	高浜発電所	4号機	87.0	稼働	稼働	停止	停止
関西	大飯発電所	3号機	118.0	—	稼働	稼働	停止
関西	大飯発電所	4号機	118.0	—	稼働	稼働	1/17~ 稼働
四国	伊方発電所	3号機	89.0	停止	稼働	12/26~ 停止	停止
九州	玄海発電所	3号機	118.0	—	稼働	稼働	稼働
九州	玄海発電所	4号機	118.0	—	稼働	稼働	12/19~ 停止
九州	川内発電所	1号機	89.0	1/29~ 停止	稼働	稼働	稼働
九州	川内発電所	2号機	89.0	稼働	稼働	12/26~ 稼働	12/24~ 稼働

※（一社）日本原子力産業協会HP「日本の原子力発電所の運転実績」より作成
 ※新規制基準対応後の再稼働前の原発は「—」と記載

水力の設備利用率の推移

- 一般水力は、秋口からの少雨に加え、積雪に伴う出水の低下により、設備利用率が著しく低下していたものの、全国的に寒波が訪れた1月8日、12日においては、河川・ダム運用に影響を与えない範囲で増出力運転を行うなど、ピーク時の供給力として活用。

＜一般水力の設備利用率推移＞

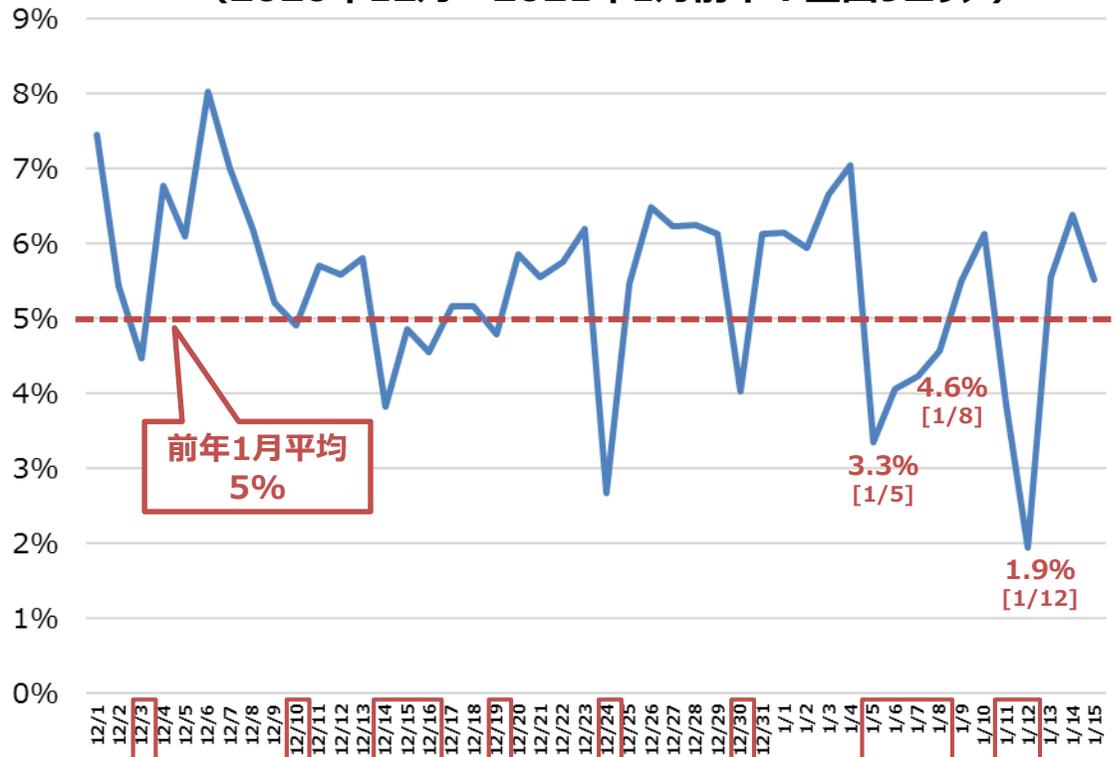


※各一般送配電事業者ヒアリングにより発電電力量を集計。速報値であり今後変更の可能性がある。
※グラフ中の点線は、2020年度供給計画取りまとめにおける2019年度の設備利用率を示している。

全発電量に占める太陽光の比率

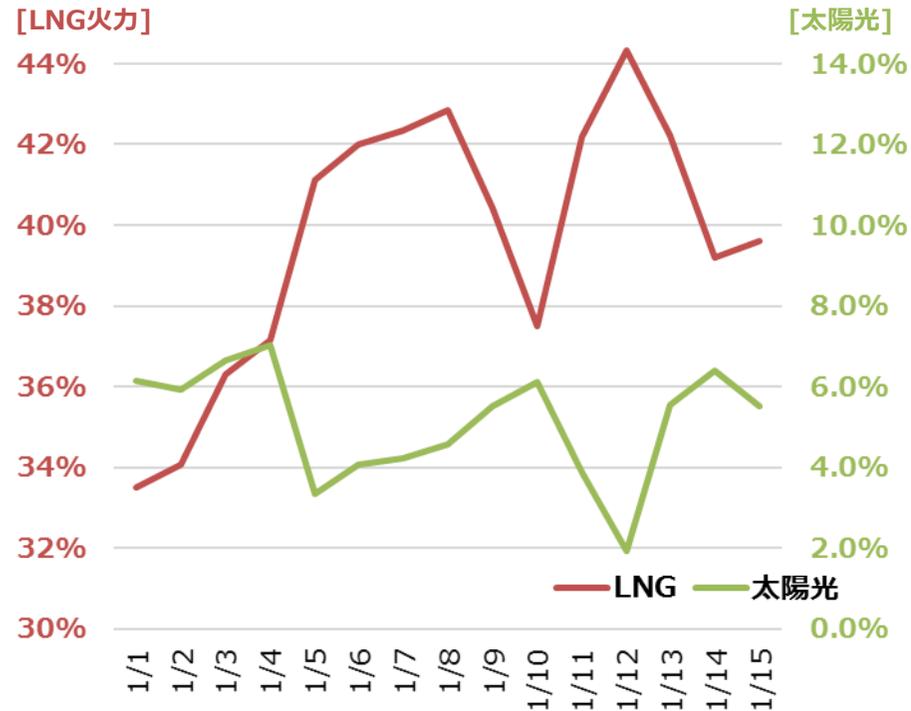
- 需給が厳しかった**1月前半の太陽光の発電量**は、**全国**では前年同月より**約15%増加**。これは、前年と比べた設備量の増加分（12%※）を上回る水準。
※2019年12月～2020年9月の9か月の増加分（9%）をもとに、1年分に引き延ばした推計値。
- 日別で見ると、**12月は概ね5%超で推移**していたが、**年明け以降は5%を下回る日が多くなり、1月12日には1.9%**に落ち込んだ。1月5日～8日、11～12日などの、太陽光の比率が低下した日は**LNG等の火力で不足する発電量を補った**。

＜日別の太陽光発電比率の推移＞
（2020年12月～2021年1月前半：全国9エリア）



※各社HP公表データや事業者ヒアリングに基づき、資源エネルギー庁作成。
※赤枠は5%を下回った日。

＜LNG火力と太陽光の発電比率の推移＞
（全国9エリア）



※事業者ヒアリングに基づき、資源エネルギー庁作成。
※LNG火力は旧一般電気事業者が所有する発電所のみ含まれている。

太陽光発電実績（1/8及び1/12）

- 最も需要の大きかった1月8日は、東北、北陸等を除き、全国的には太陽光に一定の出力があった（発電比率4.6%）。
- 他方、次に需要の大きかった1月12日は、全国的に、悪天候により太陽光の発電量が低下し（発電比率1.9%）、前年同月に比べて52%減であった。

<発電量全体に占める太陽光比率の変動幅（1月8日）>

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	合計
太陽光 発電比率	0.4%	1.2%	6.1%	6.3%	0.2%	3.3%	5.3%	6.0%	6.0%	4.6%
発電量 [百万kWh]	0.5	5.4	54.6	33.7	0.3	15.6	10.8	7.0	22.6	150.3
(前年比)	▲84%	▲53%	+52%	+50%	▲81%	+27%	▲9%	+15%	+16%	+21%

<発電量全体に占める太陽光比率の変動幅（1月12日）>

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	合計
太陽光 発電比率	2.1%	0.4%	1.4%	0.7%	0.5%	1.3%	4.2%	4.0%	6.4%	1.9%
発電量 [百万kWh]	2.5	1.7	12.2	3.5	0.5	6.0	8.2	3.6	22.1	60.2
(前年比)	▲22%	▲85%	▲66%	▲84%	▲66%	▲52%	▲31%	▲41%	+14%	▲52%

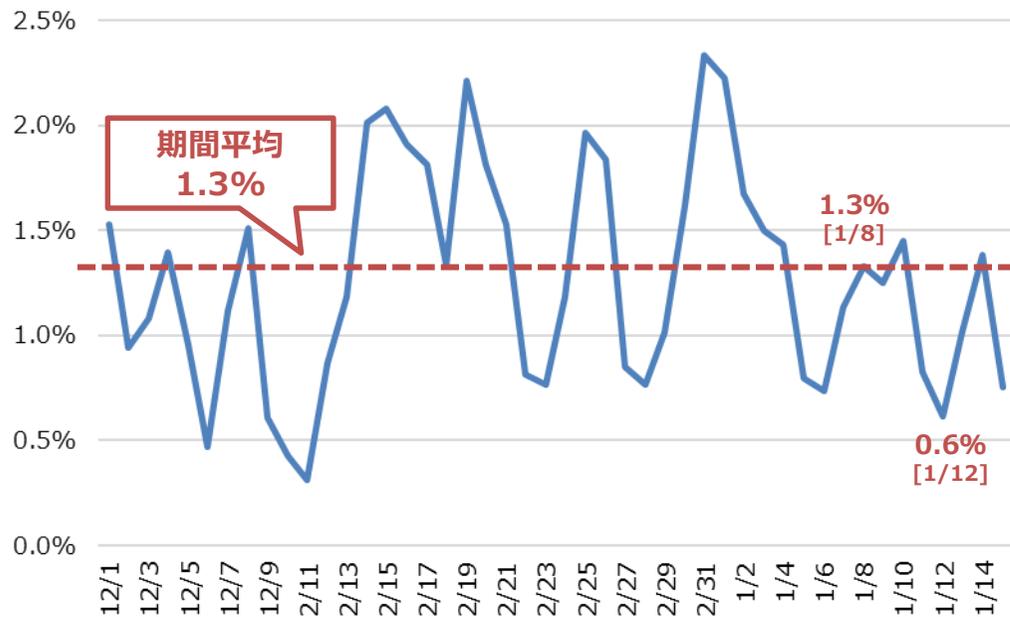
(参考) 風力発電比率・発電量実績

- 需給状況が厳しかった1月前半（1日～15日）において、前年よりも風力の導入容量は拡大※していることもあり、**風力の発電量は、全国合計で前年1月平均より約18%増加。**
 ※2019年12月から2020年9月の9ヶ月間でFIT風力（新規認定分）の導入容量は34%増加している。
- 日別で見ると、12月以降、**全体に占める風力の発電比率は、1%程度の上下変動はあるものの、期間平均で1.3%**であり、発電量の増減による影響は限定的。

＜1月前半（1/1-15）における各エリアの発電量の増減＞

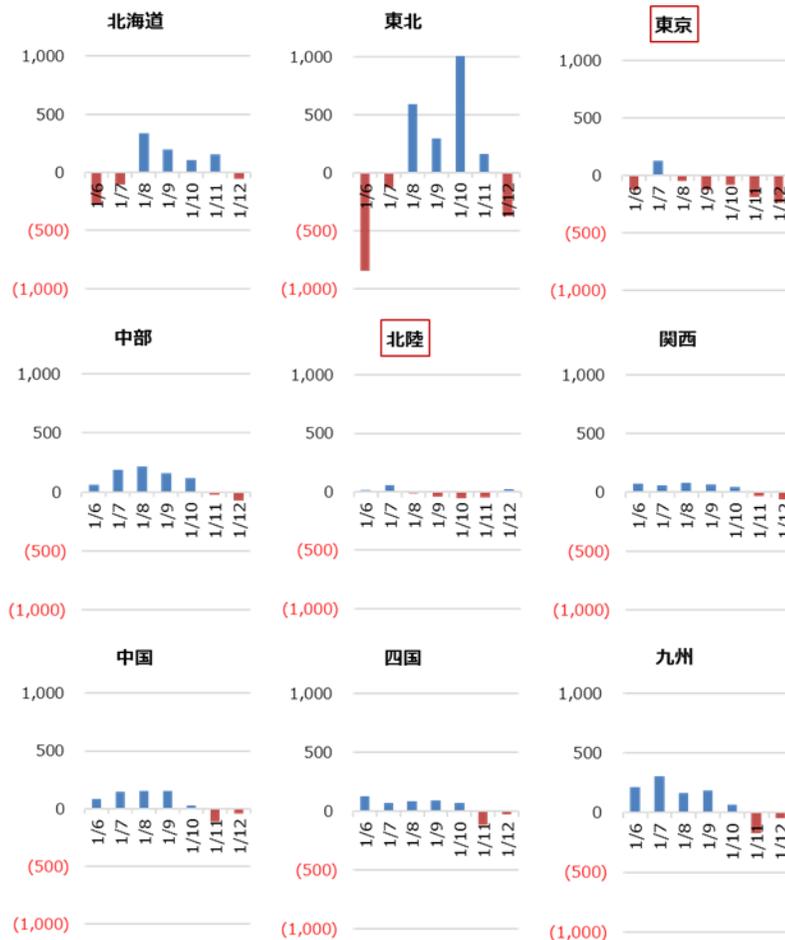
北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	合計
+30%	+33%	▲26%	+41%	+8%	+1%	+28%	+0.2%	+1%	+18%

＜日別の風力発電比率の推移＞
 （2020年12月～2021年1月前半：全国9エリア）



※発電量の表・発電比率のグラフともに事業者ヒアリングに基づき、資源エネルギー庁作成。

＜日別の風力発電量（2020年1月平均との比較）＞



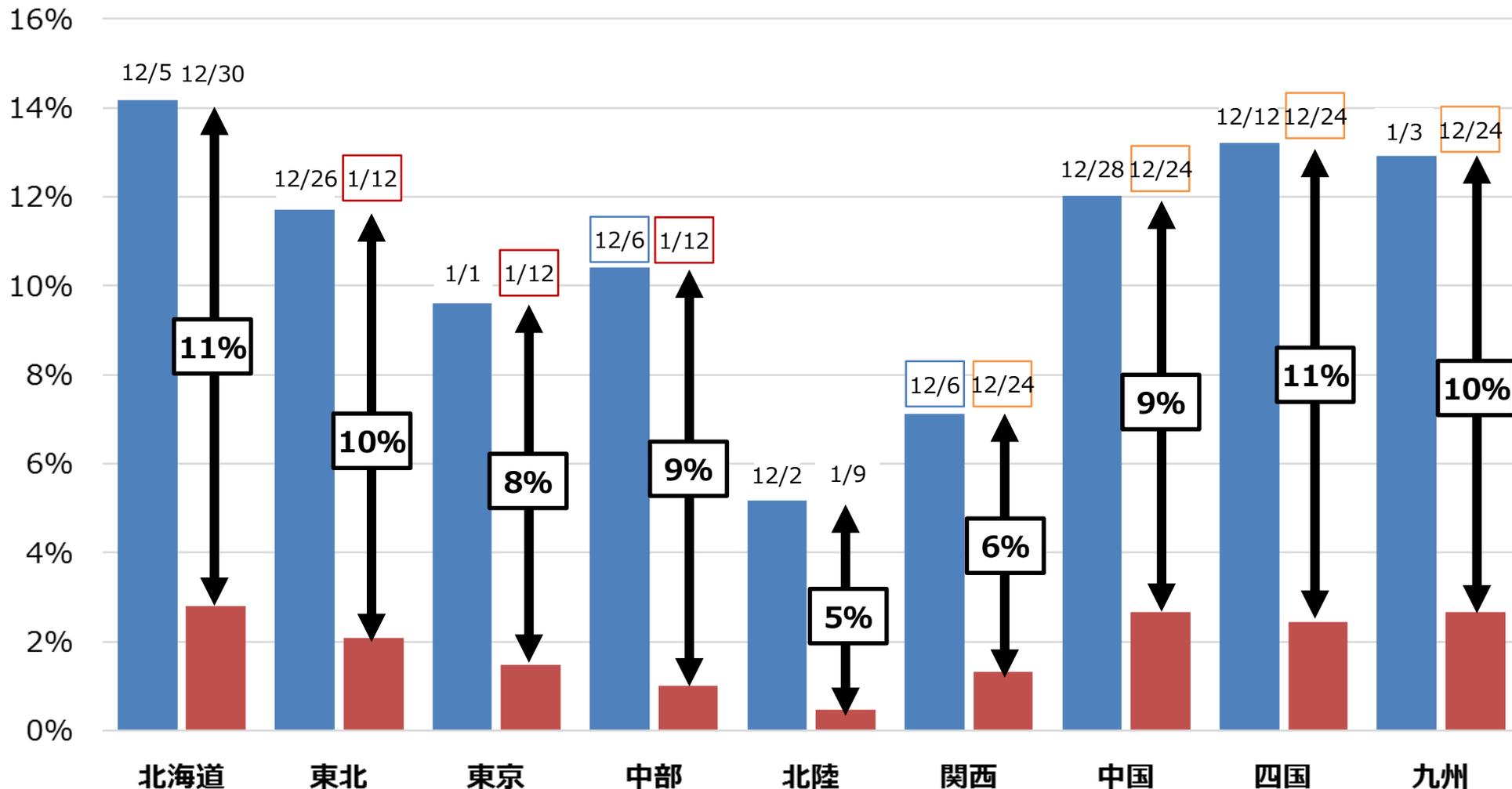
※事業者ヒアリングに基づき、資源エネルギー庁作成。赤枠は1週間合計(1月6日～1月12日)の発電量が前年1月よりも下回ったエリア。

(参考) 変動性再エネ（太陽光・風力）の発電比率の変動幅（2020年12月1日～2021年1月17日）

- 2020年12月1日～2021年1月17日の期間において、発電量全体に占める変動制再エネの発電量比率の変動幅（最大値と最小値の差）は、各エリアの総発電量の約5%～約11%分となっている。

[発電比率]

■ 最大値 ■ 最小値



※事業者ヒアリングに基づき、資源エネルギー庁作成。棒グラフ上に最大値、最小値を記録した日付を記載。

1. 電力需給についての分析状況
2. 個別論点の議論及び検討の方向性

今般の電力需給逼迫を踏まえた課題認識と検討の方向性

- 今般の電力需給逼迫における課題も踏まえ、以下の方向性で検討していくこととしてはどうか。

課題

kWh(・燃料)不足リスク	<ul style="list-style-type: none"> ● 火力、特にLNGへの偏重が進む中、その燃料の調達不調により、短期的に見ると、今回の kWh(・燃料)不足へと繋がった。さらに、中長期的には、火力等の供給信頼性の高い設備容量(kW)は減少が見込まれ、このリスクへの対処が必要。 <p>(背景) ①再エネ拡大下での調整力としての火力の重要性向上 ②自由化も踏まえた事業者の経済合理的行動(発電設備※・燃料在庫の適正化) ※石油火力廃止(2019年度は2014年度比約1074万kW減少)</p>
供給信頼性のある設備(kW)減少リスク	
kWh不足時の事業者連携・需要側働きかけ	<ul style="list-style-type: none"> ● kWh不足時の事業者間連携・需要側働きかけ等における課題も顕在化。
容量(kW)に着目した安定供給の確認手法	<ul style="list-style-type: none"> ● 供給計画・需給検証などは現状、kWの余力評価をしているが、kWhの余力評価が十分になされず、需給変動への対応状況が顕在化しないため、この評価を行う仕組みが必要。

検討の方向性

①電力量(kWh)を確認・確保する体制構築	<ul style="list-style-type: none"> ● 追加的な燃料確保のリードタイムも踏まえた事前の供給可能電力量(kWh)の確認の方策 ● 燃料の確保・調達や需給逼迫時の燃料融通の在り方 等
②電力量(kWh)不足時の広域的運用	<ul style="list-style-type: none"> ● 電力各社の「でんき予報」を活用した情報発信 ● 政府の節電要請等を含めた需給逼迫時の対応の在り方 ● 需給逼迫時の燃料制約の解除の在り方 等
③事業者の供給力確保の在り方	<ul style="list-style-type: none"> ● 小売の供給能力確保義務の在り方の整理 ● 需要に応じた供給力の確保に関する各電気事業者の責任等の整理 等
④適切な電源ポートフォリオ	<ul style="list-style-type: none"> ● 再エネの更なる導入拡大を進める中での火力の扱い・火力ポートフォリオ ● カーボンニュートラル実現と安定供給の両立させながら必要な供給力を確保する方策 等

①電力量（kWh）を確認・確保する体制構築

（１）電力量(kWh)の確認の在り方

- 現行制度では、供給計画では年度初めに、需給検証では夏冬の需給が厳しくなる時期の約2ヶ月ほど前に、ピーク供給力(kW)を確認している。追加的な燃料確保のリードタイムも踏まえた事前の供給可能電力量(kWh)の確認について、どのような方策が考えられるか。
- また、追加的な燃料確保など需給逼迫への対応には、全国大での燃料在庫状況も把握・共有が必要だという考え方もあるが、その在り方について、どのように考えるか。

（２）燃料確保の在り方

- 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について、どのような方策が考えられるか。
- 上記の方策として、需給逼迫に備えて一定の燃料在庫を求めることも考えられるが、その場合、各事業者レベルで燃料を調達することが良いのか、共同調達や備蓄等の形で共同で確保することが良いのか。また、その場合のコスト増要因の負担の在り方について、どのように考えるか。

（３）需給逼迫時の燃料の融通について

- 需給逼迫時の事業者間の燃料融通について、機動的な要請・応援や精算の在り方などについてどのように考えるか。

(参考) 2020年度冬季需給検証

第28回電力・ガス基本政策小委員会
(2020年10月30日) 資料8 一部修正

- 厳冬H1需要に対し、安定供給に最低限必要とされる予備率3%は確保できる見通し。

【12月】

(送電端,万kW,%)

	東日本 3エリア	北海道	東北	東京	中西日本 6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄
①厳冬想定需要	6,411	524	1,339	4,548	8,408	2,274	504	2,486	1,076	505	1,562	14,819	112
②供給力	7,085	579	1,479	5,026	8,781	2,448	521	2,567	1,111	521	1,613	15,865	161
③供給予備力②-①	674	55	141	478	373	174	16	81	35	16	51	1,047	49
供給予備率③÷①	10.5	10.5	10.5	10.5	4.4	7.6	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	7.1	43.4

【1月】

(送電端,万kW,%)

	東日本 3エリア	北海道	東北	東京	中西日本 6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄
①厳冬想定需要	7,295	541	1,455	5,298	8,605	2,353	530	2,555	1,097	504	1,567	15,900	116
②供給力	7,525	566	1,500	5,459	9,069	2,480	558	2,692	1,156	531	1,651	16,594	158
③供給予備力②-①	231	25	44	161	463	127	29	138	59	27	84	694	41
供給予備率③÷①	3.2	4.7	3.0	3.0	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	4.4	35.5

【2月】

(送電端,万kW,%)

	東日本 3エリア	北海道	東北	東京	中西日本 6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄
①厳冬想定需要	7,137	541	1,420	5,176	8,488	2,321	523	2,520	1,082	497	1,545	15,625	116
②供給力	7,584	575	1,509	5,499	9,028	2,468	556	2,680	1,151	528	1,644	16,611	159
③供給予備力②-①	446	34	89	324	540	148	33	160	69	32	98	986	43
供給予備率③÷①	6.3	6.3	6.3	6.3	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.3	37.1

※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、上表においては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い。

※厳寒想定需要は、各エリアの不等時性を考慮した値

(参考) 電力需給検証の手法

- 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。

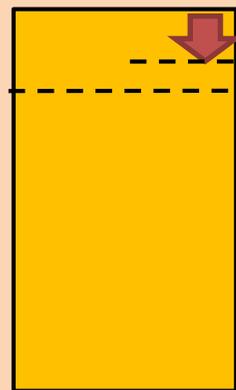
供給力算定の考え方

- 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)

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



不等時性

予備率
3%以上

計画外
停止率



(参考) 2020年度冬季の電力需給対策

- 各エリアにおいて、安定供給に最低限必要とされる予備率3%は確保できる見通しであることから、2020年度冬季においては、数値目標付き節電要請は行わず、例年どおり、需給ひっ迫時への備えを構築しつつ、省エネキャンペーンなど無理のない範囲での節電の協力を呼びかけることで良いか。

需給ひっ迫時への備え

- エリア内の需給状況を改善する必要があると認められる時は、電力広域的運営推進機関より他の一般送配電事業者に対し、速やかに融通を指示するなどの対応を求める。
- 電力会社に対して、デマンドレスポンス等、需要面での取組の促進を図ることを求める。
- 電力会社の公開するでんき予報などを活用し、電力需給状況や予想電力需要についての情報発信を行うとともに、民間事業者等（インターネット事業者等）への情報提供を積極的に行う。
- 上記の対策にもかかわらず、電力需給のひっ迫が予想される場合には、「需給ひっ迫警報」を発出し、更なる節電の協力を要請する。
- 厳冬による需要の急増や、発電所の計画外停止の状況等を不断に監視し、必要に応じて更なる追加的な需給対策を検討。

- LNG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。

②電力量（kWh）不足時の広域的運用の検討①

（１）事業者の情報発信

- 現行、電力各社の「でんき予報」は、ピーク需要時のkWに注目して発信されているが、kWhや広域的な予備率の観点も含めた情報発信について、どのように考えるか。
- 電源別の稼働状況や発電量(kWh)に関するリアルタイムでの情報発信について、どのように考えるか。

（２）政府の対策（節電要請等）

- 国民生活や経済活動に制約をもたらし得ることを踏まえ、節電要請や使用制限令等はどのような場合に活用されるべきか。東日本大震災後や北海道胆振東部地震など、供給力の著しい低下に伴い大規模停電が不可避の場合に発動されてきたことについて、どのように考えるか。
- 今回の事象のように、広域的な予備率は一定程度確保されていた中での活用の在り方について、どのように考えるか。
- 政府が節電要請を行わない限り、事業者による節電の呼びかけは効果が小さいとの見方もあるが、どのように考えるか。

②電力量（kWh）不足時の広域的運用の検討②

（3）需給逼迫時の広域融通について

- 平時では一般送配電事業者が自エリアの調整力を確保した上で、余力を融通しているが、需給逼迫時には、全国大で協調して融通し合い、安定供給を確保する必要がある。
- その際、過度に電力融通や電力供給を行った場合、一般送配電事業者はエリア内の将来的な調整力不足を引き起こし、小売事業者や発電事業者は事業継続が困難となり、経営判断に疑義を生じる可能性もある。こうした観点も踏まえた、広域機関による融通指示や国による供給命令の在り方について、どのように考えるか。

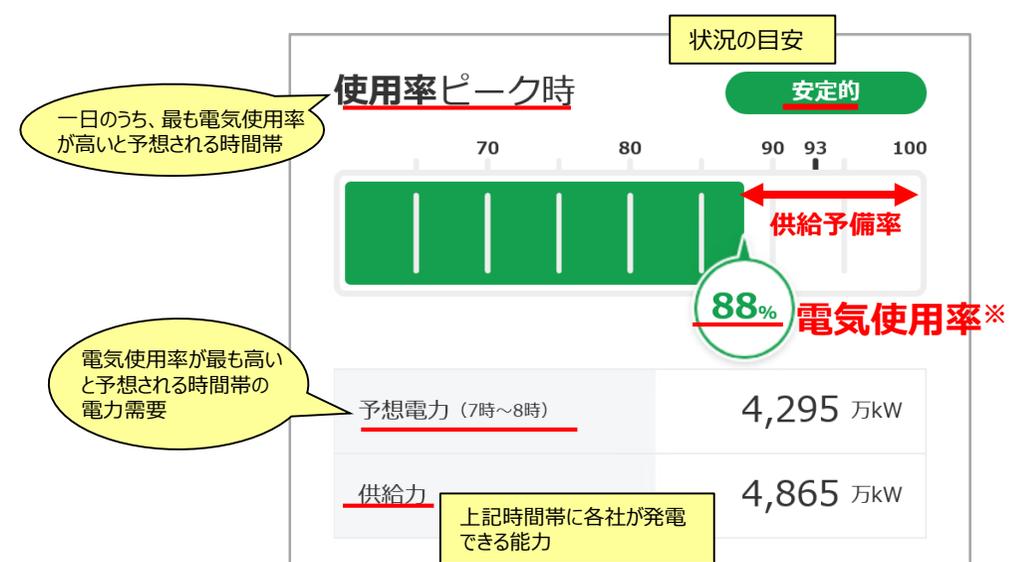
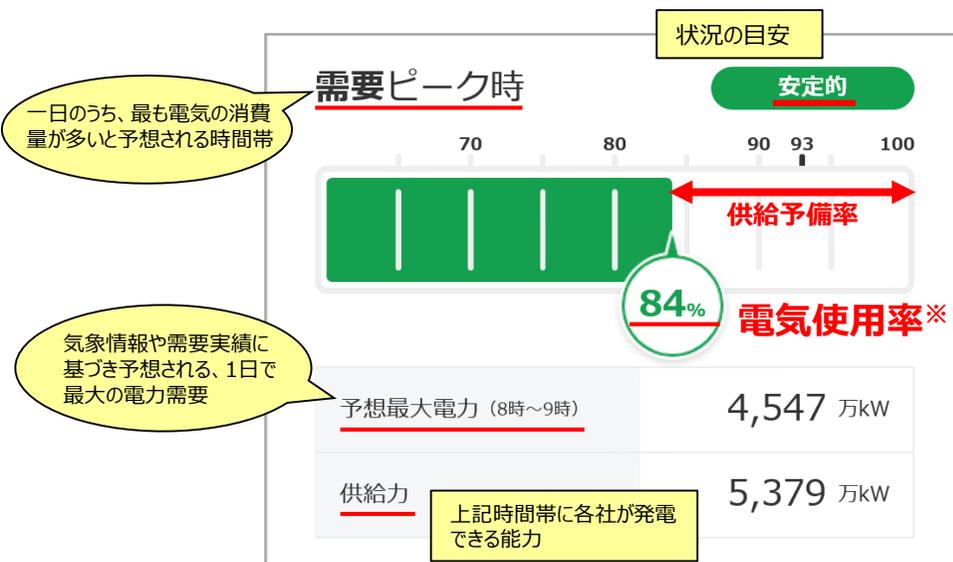
（4）需給逼迫時の燃料制約の解除について

- 発電事業者は燃料制約を付して事業継続性を確保することを前提としている中、一般送配電事業者が足下の需給を改善するために燃料制約の解除を必要とする場合、どのような方策が考えられるか。

(参考) でんき予報について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>



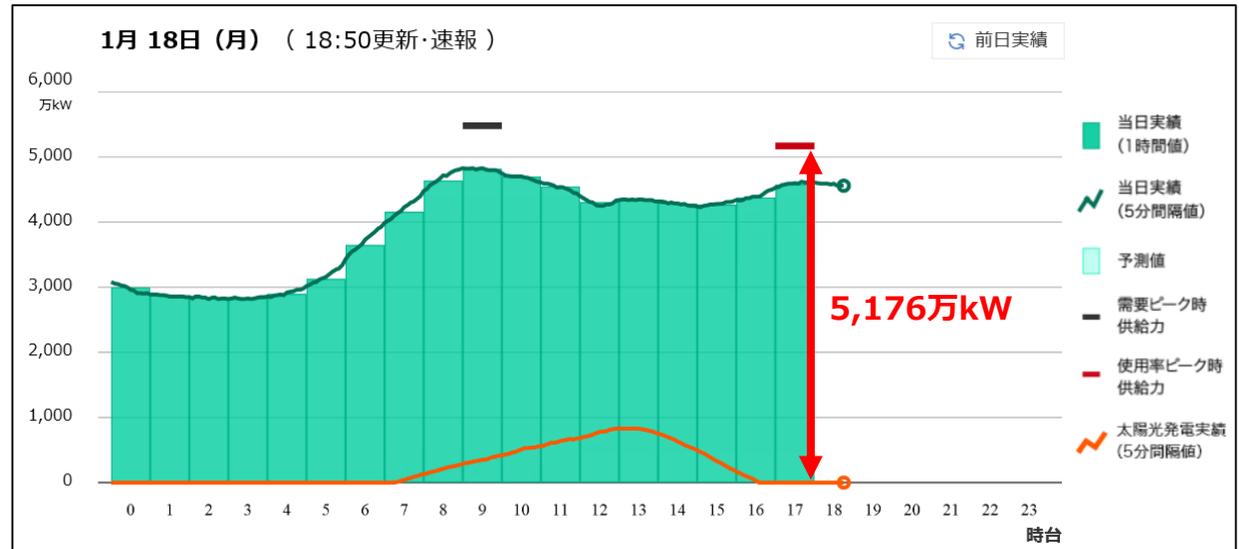
電気使用率が100%を超えた場合

- 電気は保存することができないため、常に需要と供給を一致させる必要があり、需要の増減にあわせて供給力を調整している。
- 需要が当初の想定より大きく上回った場合は、揚水発電等の供給力を追加して調整しているが、**システムの仕組み上、供給力の調整状況がリアルタイムに反映されないため、100%を超えた表記となることもある。**
- 電気使用率が100%を超えていたとしても、**実際にはしっかりと供給力が確保されている。**

(参考) でんき予報について②

- でんき予報に示す供給力は、**各時間帯（以下は使用率ピーク時の例）に発電できる最大出力**であり、一般送配電事業者が、需給調整のために確保している火力や揚水等の調整力を含んでいる。
- このうち、揚水は、水量の制約があり、一度使用すると回復するまでに時間を要することから、一時的に発電余力があったとしても、**卸電力市場に供出されるわけではない。**
- また、でんき予報上の日々の供給力は、揚水発電を最大限活用する前提で算入しているため、揚水が多数存在するエリアでは、使用率が低くなる傾向にある。

<東電PGのHPより抜粋>



(参考) 予備率の考え方

- 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)

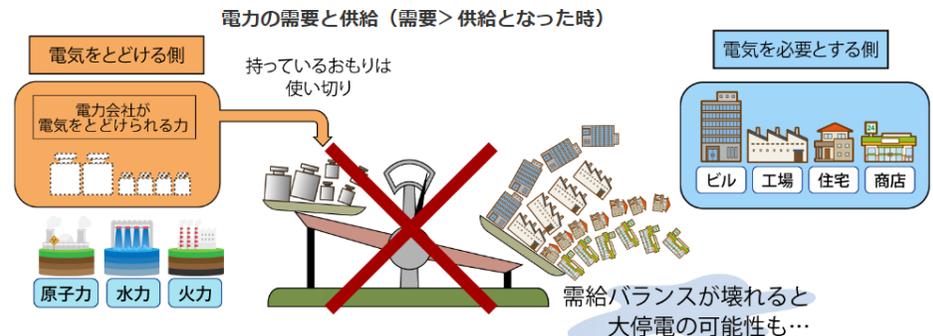
- ※¹：最大3日平均電力。各月における毎日の最大需要電力 (1時間平均) を上から3日とり、平均した値
 ※²：電源脱落や急な気温変動等に対応するために必要な供給予備率7% + 景気循環等に対応するために必要な供給予備率1~3%の合計8~10%
 ※³：過去10年間で最も厳気象であった年度並みの気象条件での最大需要電力
 ※⁴：時々刻々と変動する電力需要に対応するための予備率 (最大3%程度)

当日実需給

需要 = 供給力

同時同量でなければ、電気の品質 (周波数) が乱れ、正常に供給を行えない。

② 実需給断面では、予備率は不要 (潜在予備力は存在)。(予備率算定時の需要は実績・供給力は予測値)



(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

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

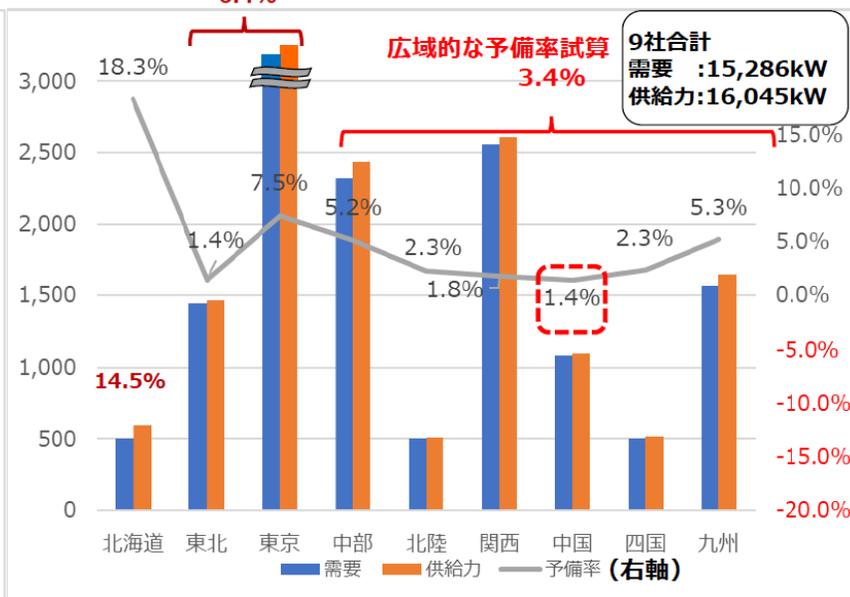
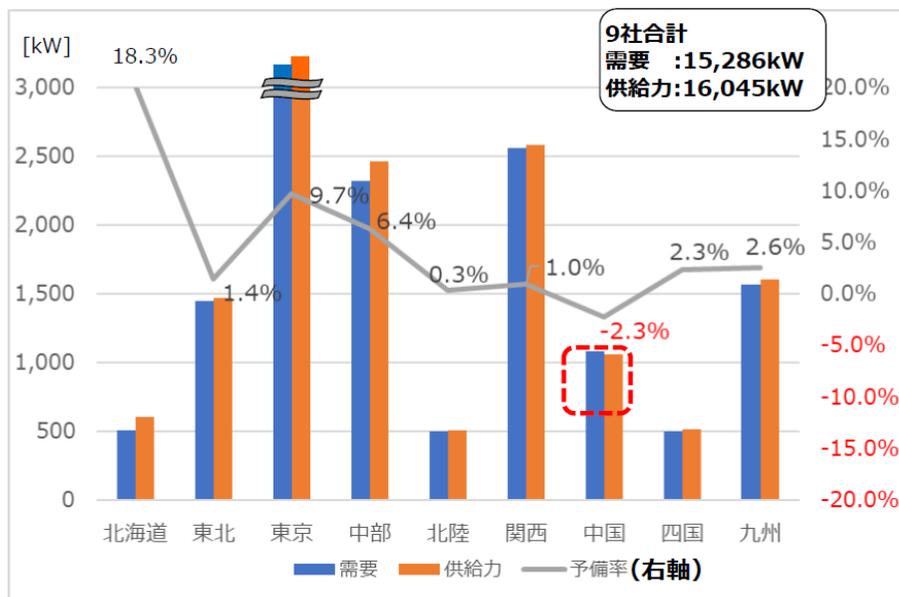


図1.エリア予備率他（融通処理前）

**kWh融通
(142万kWh・18時)**

図2.エリア予備率他（実績）

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。

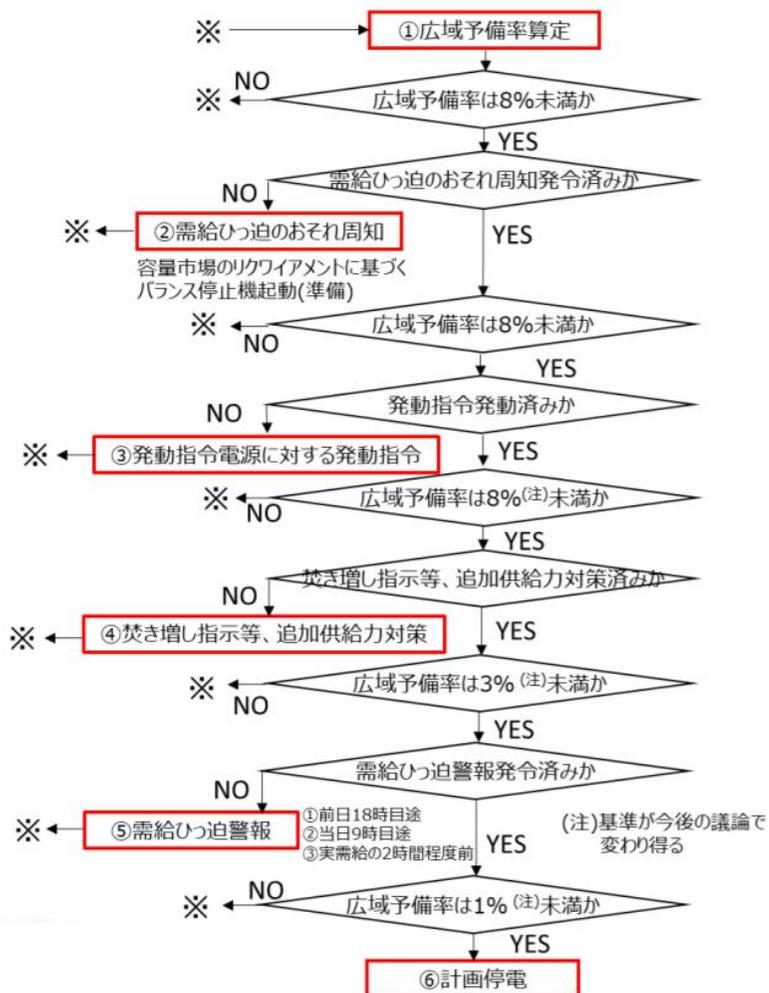
節電協力による停電回避

※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

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

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

(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

（参考）今般の電力の需給逼迫を踏まえた容量市場の見直し

- 容量市場の見直しの検討を深めるに当たり、今般の電力需給の状況及び市場動向の影響として、例えば、以下のような点について、どのように考えるか。
 - 現行の目標調達量は、厳気象対応などを想定して算定しているが、十分かどうか。
 - 平時は稼働率が低いが、逼迫時に需給緩和に寄与した石油火力等の経年火力について、容量市場において他の電源と扱いを変えるかどうか。
 - 米PJMの需給逼迫の経験を踏まえたリクワイアメントを参考に、日本の容量市場においても相当厳しいリクワイアメントを設計してきたところ、今冬の需給逼迫を踏まえての見直しが必要かどうか。
 - 卸電力市場の長期的な高騰が今後も生じる場合、応札価格における他市場収益は増加すると考えられるが、事業者の算定方法によって額が大きく異なり得ることについて、どのように考えるか。

(参考) 第46回制度検討作業部会 (1/25) で頂いた御意見 (容量市場・需給ひっ迫関連)

- 容量市場において、燃料が無い場合はペナルティになり、一定の効果があるとされているが、それをLNGに求めるとかなり厳しいのではないかと。LNGの調達に硬直しているが、それに頼らざるを得ないことが大きな問題と懸念。
- 単一電源への過度な依存はリスクが大きい。いずれの電源もメリット・デメリットがあるので、お互い補完しあえるベストミックスの構築が大事。その上で、電源の多様化が大変大事だと認識。
- kWhの観点、供給力の持続性もしくは燃料供給障害リスクをふまえた従来の供給信頼度にとらわれない新たな枠組みでの供給信頼度の評価、又は調達量の考え方の改善をはかることも大変大事なことではないか。
- 経年した石油火力が今回大変役に立ったという事で、燃料備蓄もあり、安定供給に大変貢献する電源であるということで、安定供給の一層の強化や緊急時対応の一層の強化を求めるのであれば、扱いを変えることもあり得るのではないかと。
- リクワイアメントについて、容量市場でkWhに関連する部分。燃料制約に起因するkWhの不足には容量市場のリクワイアメントが、燃料確保のインセンティブに働くと考えられ、一定の効果をもたらすと考えられる。過度なリクワイアメントは事業者のコスト上昇要因になり得るので慎重な検討が必要。
- 今回の需給ひっ迫はいくつか論点がある。一つはコロナの要因。つまり需要において気温感度が高まったこと。その点を勘案して考えるべきではないか。二点目はLNGに関して、在庫の持ち方のあるべき姿について議論してもいいのではないかと。3点目に、その二つを踏まえて、広域においては融通に関して非常にしっかり対応していただいたと懸念。今回の需給ひっ迫は全国エリア全体での需給ひっ迫ではないのではないかと感じている。発電と小売のkWhの持ち方の問題でもあったのかと懸念。どのくらいインバランスを気にして持っておくべきか、どのくらい卸にリリースしてもいいのか、これまでも議論しているところだが、もう一度振り返りながら、議論する場があってもいいのではないかと。
- 基本的には複合的な要因ではあるが、kWhの問題が大きいので、目標調達量の引き上げという議論には反対。
- 現行設計の参考となった米国では、ガス火力燃料の調達はパイプラインからの調達が主流。一方、日本においてはLNG調達に依存しており燃料在庫の確保には少なくとも数か月のリードタイム、もしくは相応のコストが必要。その点を考慮すると、数年に一度レベルで認められる燃料在庫付きのkW確保のリクワイアメントや、それが守れなかった場合のペナルティの厳格化を検討するケースでは、適切な燃料在庫の在り方や費用の取り扱い方を改めて整理する必要があると懸念。

- 我が国の容量市場のリクワイアメントについては、米国・PJMにおける事例も参考として検討を行った。
- 容量市場のリクワイアメント（安定電源）には、
 - 供給力の維持
 - 発電余力の市場応札
 - 電気の供給指示への対応などを設定し、**需給逼迫時には、いずれも燃料制約を理由として、市場応札や電気の供給指示への対応が免除されることはない。**
- 事業者には、ペナルティ回避のために、需給逼迫時に備える意識が働く。したがい、燃料制約に起因するkWh不足等には、容量市場のリクワイアメントが一定程度の効果をもたらすと考えられる。

(例)

経済的ペナルティの計算式（電気の供給指示への対応）

$$\text{ペナルティ額} = \frac{\text{容量確保契約金額（円）} \times \text{リクワイアメント未達量（kWh）}}{\text{容量確保契約容量（kW）} \times 1\text{年間で需給逼迫の恐れがあると想定される時間}^* \text{（h）}}$$

※2024年度は30時間

・なお、ペナルティが発生した場合は容量拠出金が減額されることになる

③事業者の供給力確保の在り方

(1) 自由化後の供給力確保の在り方

- 自由化前の旧一般電気事業者のような一義的に供給力を担保する主体が存在しなくなっている中で、需要を充足するための供給力の確保について、各事業者（発電事業者、小売事業者、一般送配電事業者）の責任や確保の在り方について、更に検討を深めるべき点はないか。
- 小売事業者に課せられている供給能力確保義務はどのように果たされるのか。将来的な供給力(kW)については、必ずしも自らの電源を所有する必要はなく、容量市場における容量拠出金の支払いによって、供給能力確保義務が果たされると整理されている。
- 市場で売り札切れが発生しており、あらゆる手段を使っても必要な電力量(kWh)を調達できなかった場合の供給能力確保義務の在り方について、どのように考えるか。

<電気事業法に基づく経済産業大臣の処分に係る審査基準等（供給能力確保義務違反）>

第2 処分の基準

(2) 第2条の12第2項の規定による小売電気事業者に対する供給能力の確保等に係る命令

第2条の12第2項の規定による小売電気事業者に対する供給能力の確保等に係る命令については、同項に命令の基準が規定されているところであり、より具体的には、例えば、次のような場合とする。

- ①定常的に、供給能力の不足を発生させている場合
- ②短い時間であっても、極めて大きな供給能力の不足を発生させた場合
- ③過去の実績や需要の性質に照らして、供給能力の確保が十分ではなく、実需給の段階で、供給能力不足を発生させる蓋然性が高いと認められる場合
- ④広域的運営推進機関による供給能力を確保するための費用の請求に応じない場合

（参考）論点13：費用精算の考え方（小売電気事業者と市場管理者との関係）

- 従来から電気事業法は、小売電気事業者に対して、供給電力量（kWh）の確保のみならず、中長期的に供給能力（kW）を確保する義務を課していると考えられる。

※小売電気事業の登録申請者は、小売供給の相手方の電気の需要に応ずるために必要と見込まれる供給能力（kWで表示したもの）の確保に関する事項を記載した申請書を、経済産業大臣に提出しなければならない。また、小売電気事業者は、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。「容量を確保する」という用語は電気事業法に登場しないが、容量確保義務とは「kW価値を中長期的に確保する義務」であり、「中長期的に供給能力（kWで表示したもの）を確保する義務」と同義のため、供給能力確保義務には「容量確保義務が含まれる」と考えられる。

- 容量市場の創設後は、国全体で必要な供給力（kW価値）を市場管理者である広域機関が容量市場を通じて一括確保することとなり、**容量市場は電気事業法上の供給能力確保義務を達成するための手段と位置づけることができる。**このことから、**市場管理者である広域機関は、小売電気事業者に対し、費用負担を求めることが可能**と考えられる。

- こうした前提の下、具体的には、市場管理者である広域機関が、「電源入札拠出金」と同様の位置づけ（経済産業大臣の認可を必要とする広域機関の定款で規定）で「容量拠出金（仮称）」として、会員である小売電気事業者等から費用を徴収することとしてはどうか。

- なお、託送料金に算入されている費用については一般送配電事業者から徴収することになるが、託送料金を通じて小売電気事業者が負担することに変わりはない。

※市場管理者である広域機関は電気事業法第28条の40第5号に定める業務の一環として行うものと考えられる。

※上記の考え方を前提とし、容量市場に係る広域機関と事業者間の取引に関する税、会計制度についても所用の措置を検討する。その際、必要が生じた場合には、上記の整理を変更することもあり得る。

④ 適切な電源ポートフォリオ

(1) 適切な電源ポートフォリオについて

- 中長期的には火力への依存度を下げていく必要がある一方、足下では当面火力に依存しなければならないことについて、どのように考えるか。
- 2050年カーボンニュートラルに向けて、再エネの更なる導入拡大を進める中で、現在、火力が担っている供給力・調整力の役割について、どのように確保していくべきか。
- LNG、石炭、石油とそれぞれの燃料や発電の特性が異なる中で、安定供給確保の観点から、火力のポートフォリオをどのように組んでいくべきか。

(2) 安定供給のための電源確保について

- 2050年カーボンニュートラルに向けては、脱炭素電源の比率を上げ、化石火力の依存度を低減させていく必要がある。一方で、安定供給確保のために火力が担っている緊急時の立ち上げや出力増加といった役割をどのような形で確保していくべきか。
- 新規の設備投資が滞っている中では、長期的な収入の予見可能性を担保しつつ、脱炭素化と安定供給を両立させながら必要な供給力を確保していく方策について、どのように考えるか。

(参考) 適切なポートフォリオの組み方

- 化石燃料の中でも、石炭、石油、LNGとそれぞれ一長一短の特徴を持つ燃料がある。
- 火力発電は、これら燃料の選択肢を保持しており、ポートフォリオを組み合わせることで安定供給を維持することができる。
- 今後、脱炭素火力に向けた転換を進めるにあたっても、3Eの適切なポートフォリオを組み合わせることが重要。

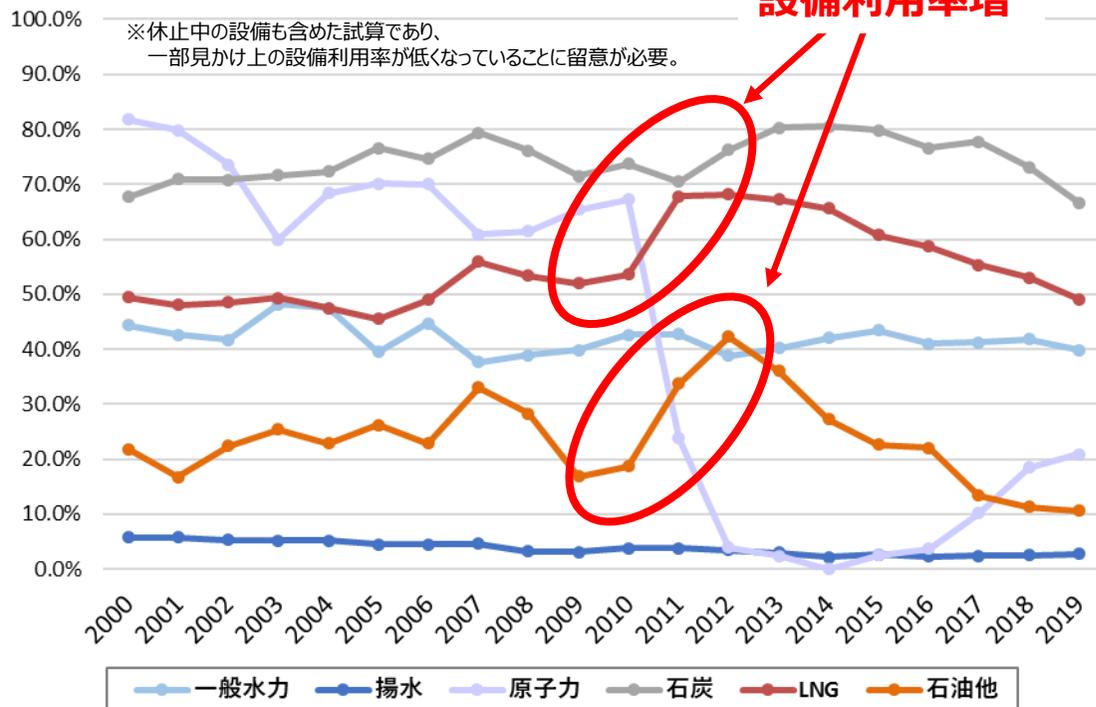
		石炭	石油	LNG
エネルギー・セキュリティ	燃料調達の柔軟性	○	◎ 高い	△
	地政学的リスク	◎ 低い	△	○
経済性	発電コスト	◎ 安い	△	○
	燃料価格	◎ 安い	△	○
環境性	温室効果ガス	多		少

(参考) 東日本大震災後の供給力不足を補った火力発電

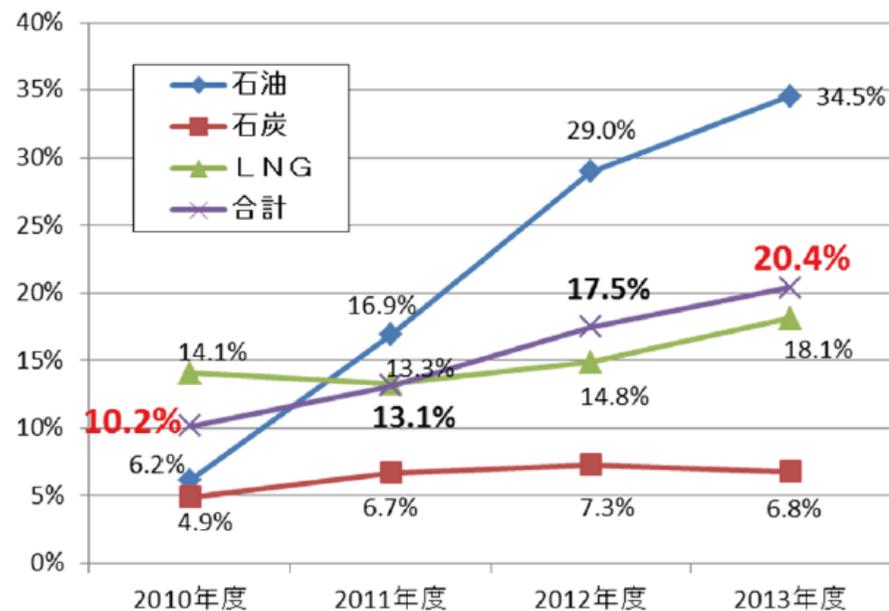
- 東日本大震災以降、原子力が稼働停止する中、長期停止させていた火力の再稼働を含め、火力の稼働増等によって電力供給力を確保。
- たとえば、2012年度、2013年度には節電要請などの電力需給対策が講じられた結果、電力の需給バランスは維持されたが、40年以上前から稼働を続ける老朽火力や緊急設置した火力を含め、火力をフル稼働させることで供給力を確保した。

＜設備利用率の推移＞

設備利用率増



＜老朽火力の割合の推移 (kWベース)＞



出典：資源エネルギー庁「エネルギー白書2014」