

今冬の電力需給逼迫について

2021年3月22日

資源エネルギー庁

- 1. 今冬の需給逼迫に関する検証の全体像**
2. 今冬の需給を巡る事象

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 石炭火カトラブル停止	燃料制約継続 石炭火カトラブル停止 ※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・対応策を検討していく。

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え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・対応策を検討していく。

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11.9円/kWh。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	<ul style="list-style-type: none"> 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 	<ul style="list-style-type: none"> 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	<ul style="list-style-type: none"> 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	<ul style="list-style-type: none"> ヘッジ市場の利便性向上（BL市場の開催時期見直し等） 	<ul style="list-style-type: none"> 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	<ul style="list-style-type: none"> 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） 	<ul style="list-style-type: none"> 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	<ul style="list-style-type: none"> 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 	<ul style="list-style-type: none"> 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	<ul style="list-style-type: none"> 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） 	<ul style="list-style-type: none"> 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	<ul style="list-style-type: none"> 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） 	<ul style="list-style-type: none"> 事業者相互の燃料融通の更なる円滑化
	需要側働きかけ	<ul style="list-style-type: none"> 逼迫時におけるデマンド・レスポンス（DR）活用の普及 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 	<ul style="list-style-type: none"> 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	<ul style="list-style-type: none"> kWh不足時における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） 	<ul style="list-style-type: none"> 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	<ul style="list-style-type: none"> 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	<ul style="list-style-type: none"> 電力システムのマスタープラン策定 	
	信頼される市場整備	<ul style="list-style-type: none"> 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 	

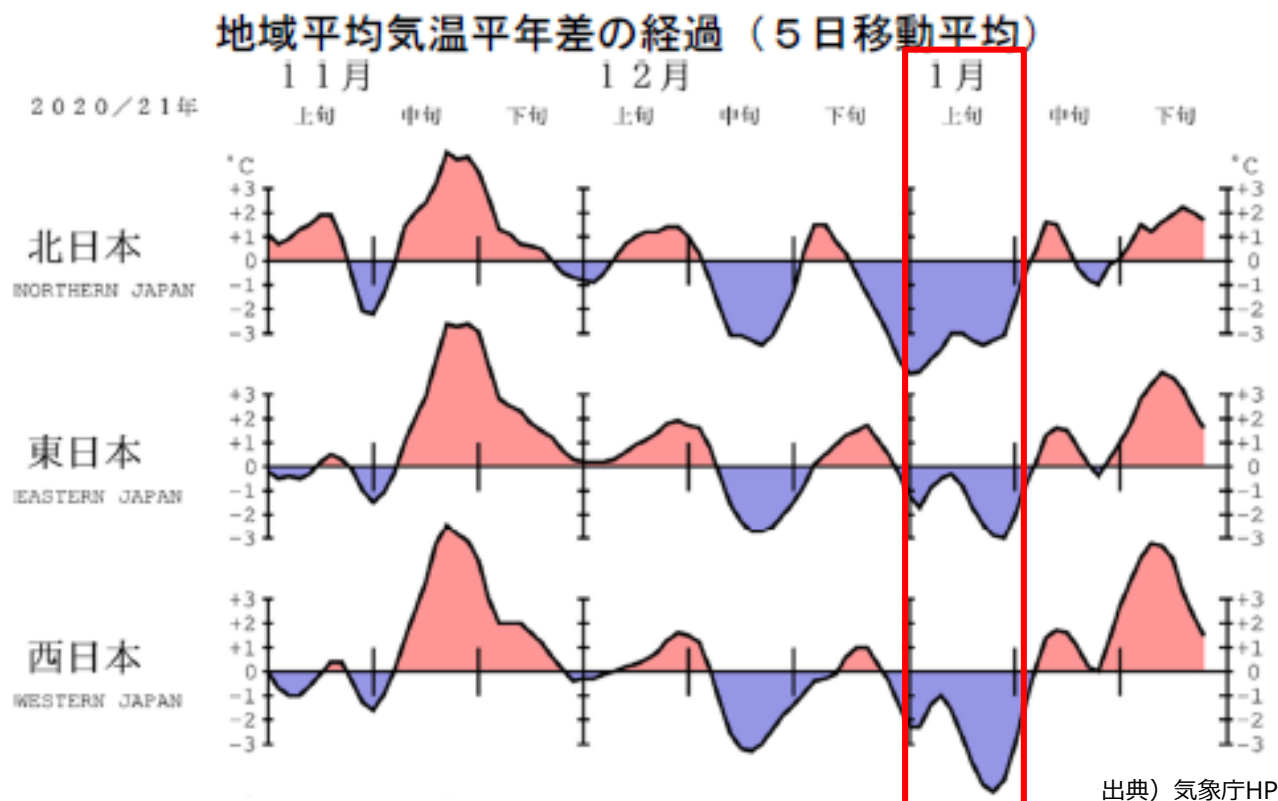
1. 今冬の需給逼迫に関する検証の全体像
2. **今冬の需給を巡る事象**

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

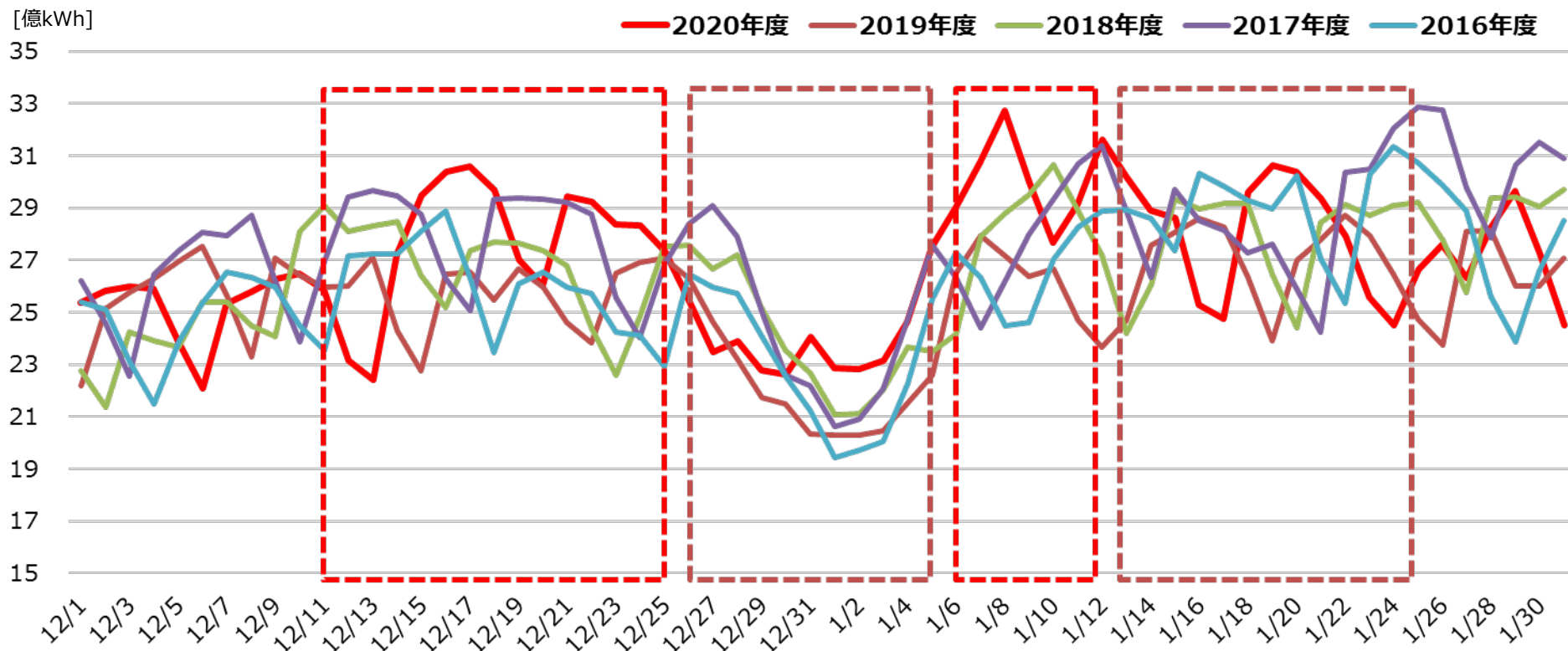


	北日本	東日本	西日本	全国（沖縄除く）
平年気温との差	▲2.3℃	▲1.0℃	▲2.1℃	▲1.8℃

※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

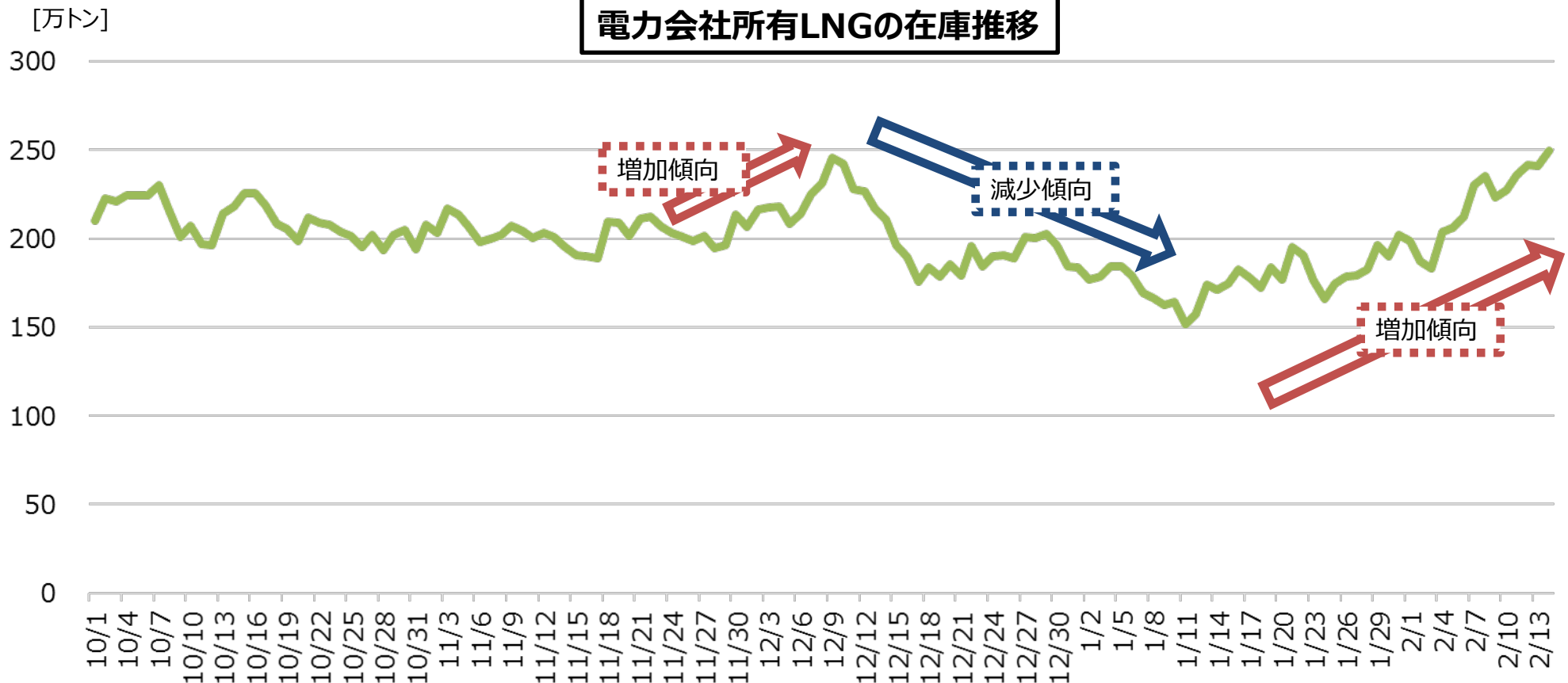
		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	全国
厳寒想定	[万kW]	541	1,455	5,298	2,353	530	2,555	1,097	504	1,567	116	16,016
1/7 (木)	[万kW]	528	1,352	4,587	2,269	505	2,482	1,093	497	1,606	107	14,889
	[億kWh]	1.17	2.97	9.41	4.60	1.10	4.99	2.27	1.00	3.25	0.21	30.98
1/8 (金)	[万kW]	522	1,480	4,815	2,409	534	2,561	1,124	507	1,595	112	15,605
	[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 (土)	[万kW]	499	1,345	4,422	1,978	461	2,304	1,023	469	1,469	116	13,971
	[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 (日)	[万kW]	489	1,300	4,303	1,783	426	2,101	935	422	1,379	103	13,192
	[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 (月)	[万kW]	490	1,308	4,649	2,107	418	2,206	977	424	1,370	98	13,996
	[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 (火)	[万kW]	512	1,414	5,094	2,356	468	2,594	1,072	496	1,439	110	15,519
	[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 (水)	[万kW]	478	1,315	4,826	2,323	481	2,431	997	461	1,379	99	14,746
	[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 (木)	[万kW]	491	1,310	4,611	2,239	465	2,334	974	437	1,298	95	14,163
	[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 (金)	[万kW]	491	1,301	4,712	2,178	462	2,245	973	427	1,261	88	14,059
	[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 (土)	[万kW]	478	1,177	3,779	1,770	406	1,899	809	351	1,087	92	11,682
	[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 (日)	[万kW]	460	1,210	4,041	1,657	401	1,933	858	374	1,247	98	12,267
	[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

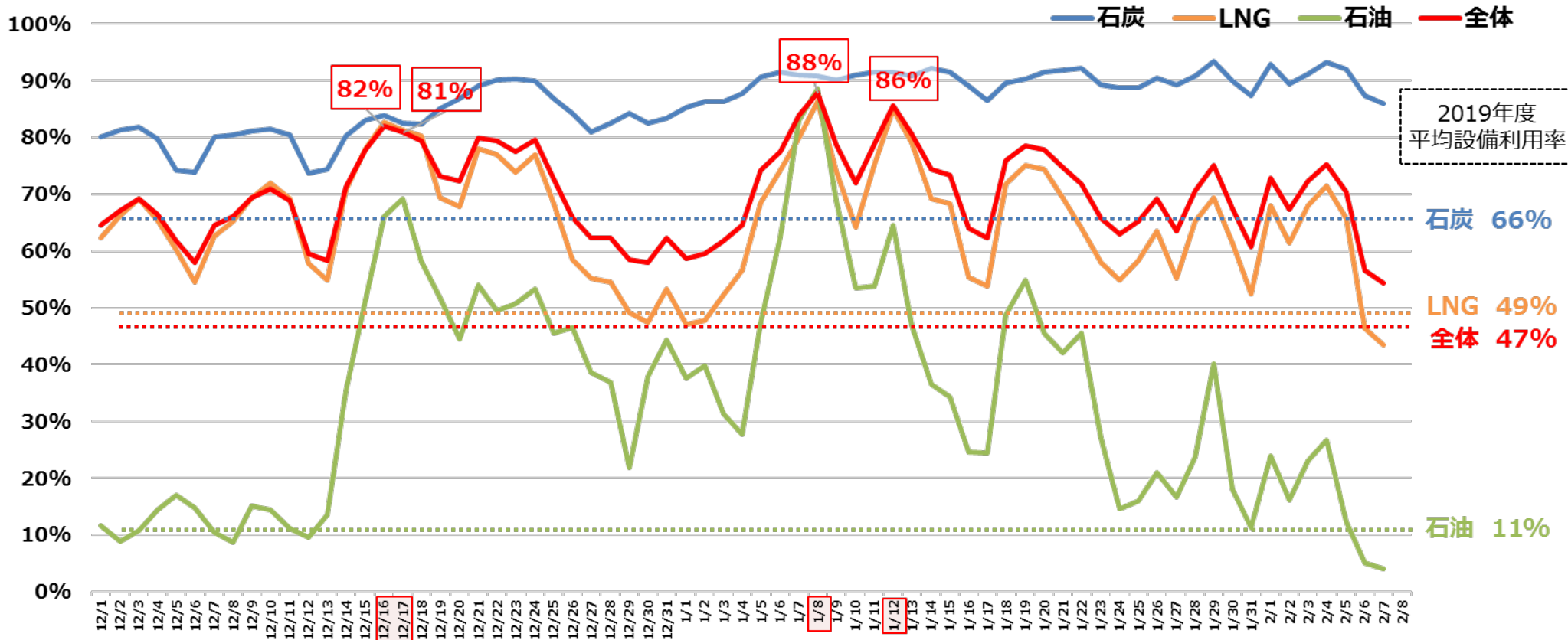


※旧一般電気事業者へのヒアリングに基づき、資源エネルギー庁作成。

※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。

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。

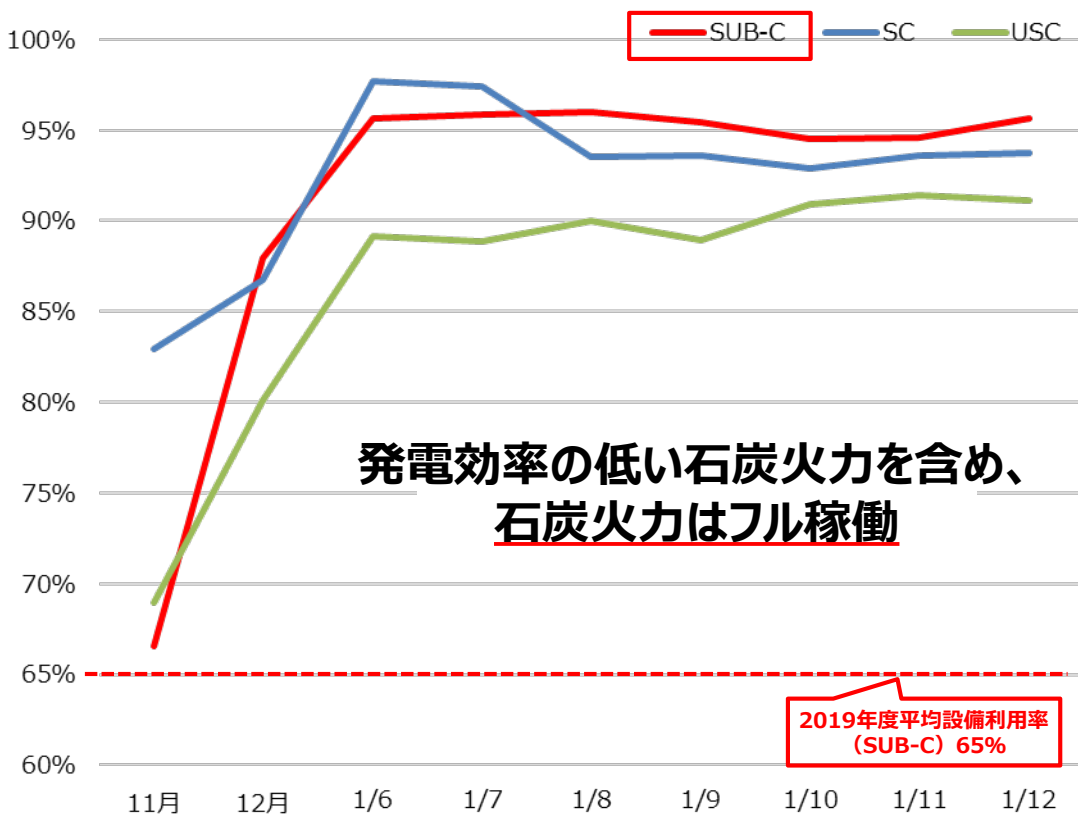
※燃料が混焼の場合、最も割合が多い主燃料によって燃料種を区分している。

※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。

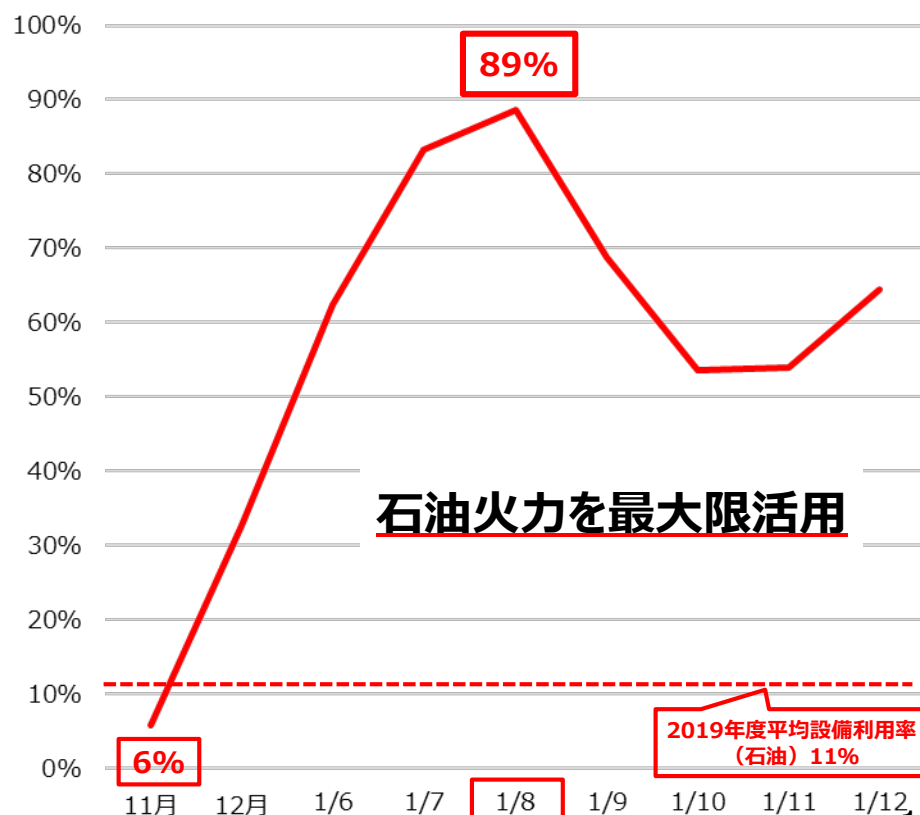
発電効率の低い火力発電の稼働状況について

- トラブル等を除き、稼働できる石炭火力はフル稼働で対応。発電効率の低い大手電力のSub-C（亜臨界）についても、12月から運転強度を上げ、特に需給状況が厳しかった1月上旬には昨年度の年間平均より約30%高い水準で稼働。
- また、火力の中でも発電効率が低い石油火力は、特に需給状況が厳しかった1月8日には昨年度の年間平均より約80%高い水準まで上げて稼働する等、最大限活用。

＜石炭火力の設備利用率推移＞



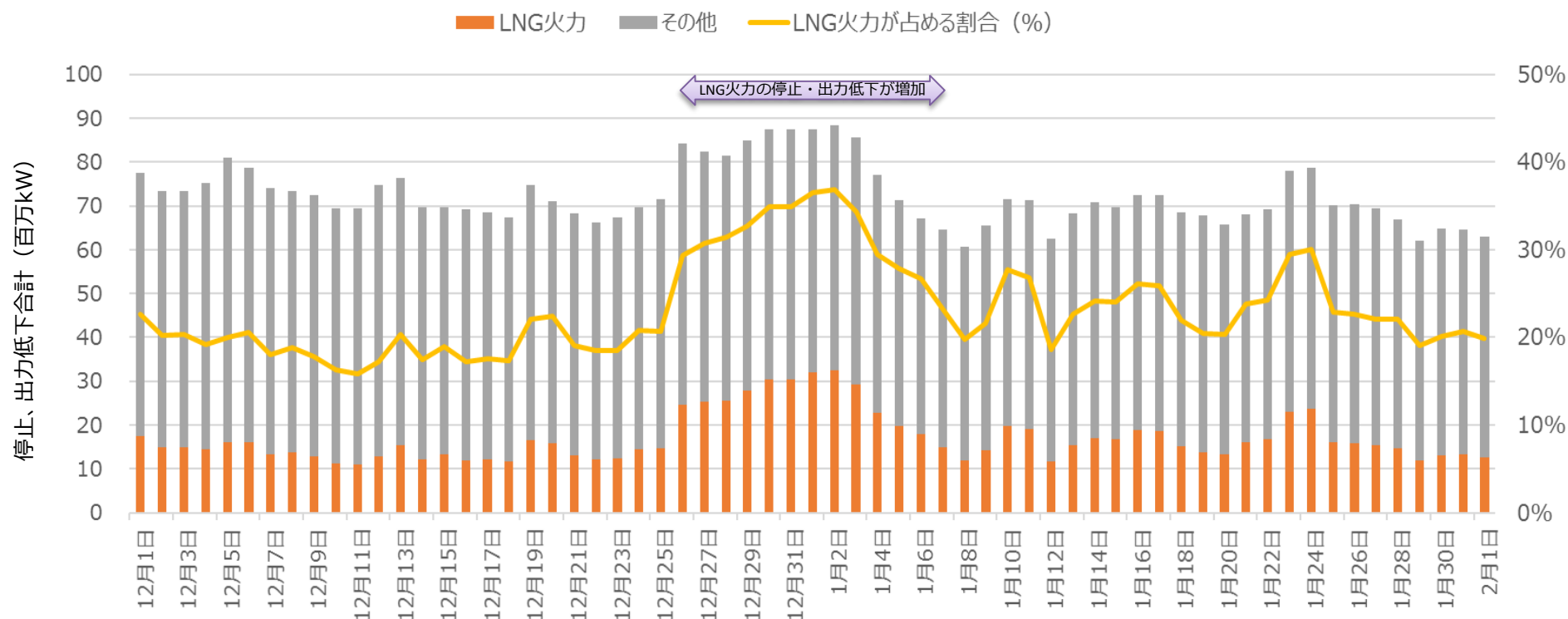
＜石油火力の設備利用率推移＞



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

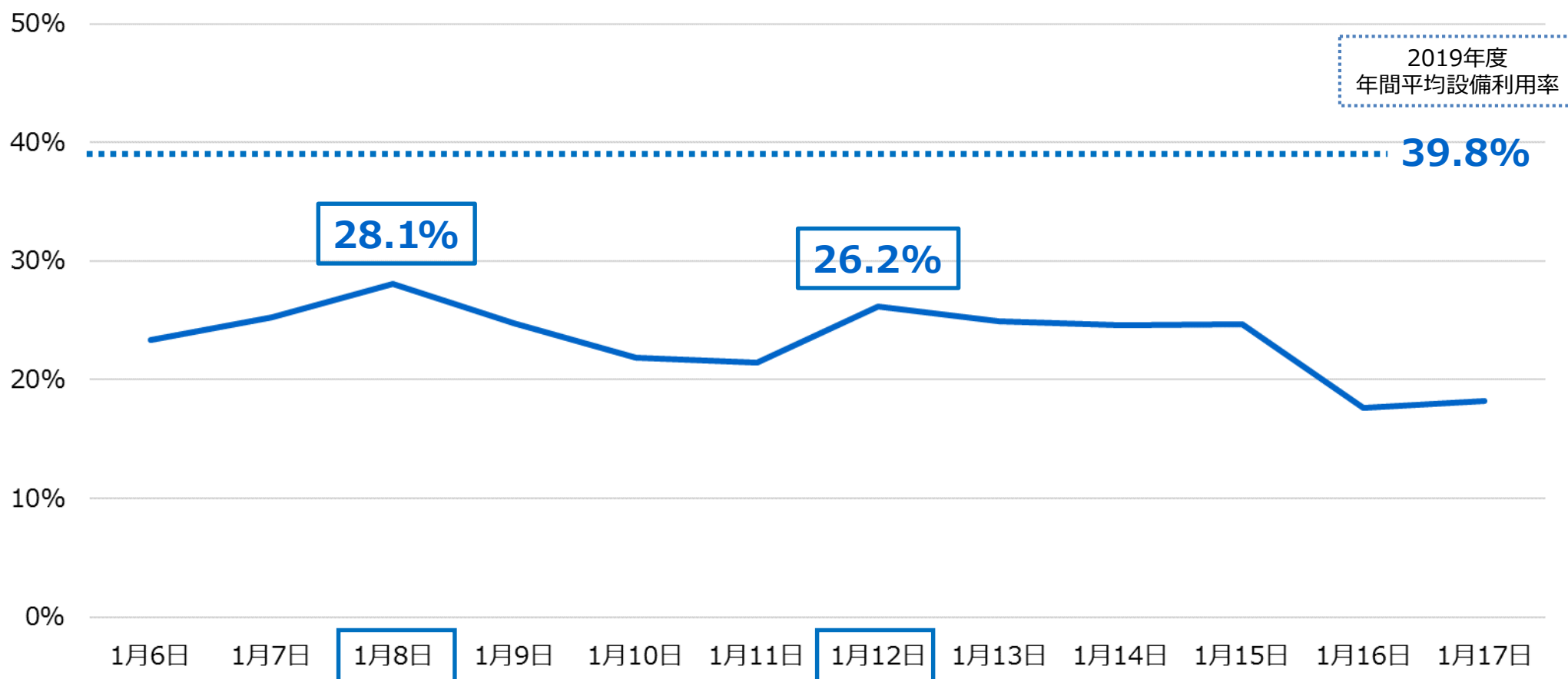
エリア	発電所名	号機	定格出力 発電端 [万kW]	稼働状況			
				2017.12~ 2018.1	2018.12~ 2019.1	2019.12~ 2020.1	2020.12~ 2021.1
関西	高浜発電所	3号機	87.0	稼働	稼働	1/6~ 停止	停止
関西	高浜発電所	4号機	87.0	稼働	稼働	停止	停止
関西	大飯発電所	3号機	118.0	—	稼働	稼働	停止
関西	大飯発電所	4号機	118.0	—	稼働	稼働	1/17~ 稼働
四国	伊方発電所	3号機	89.0	停止	稼働	12/26~ 停止	停止
九州	玄海発電所	3号機	118.0	—	稼働	稼働	稼働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

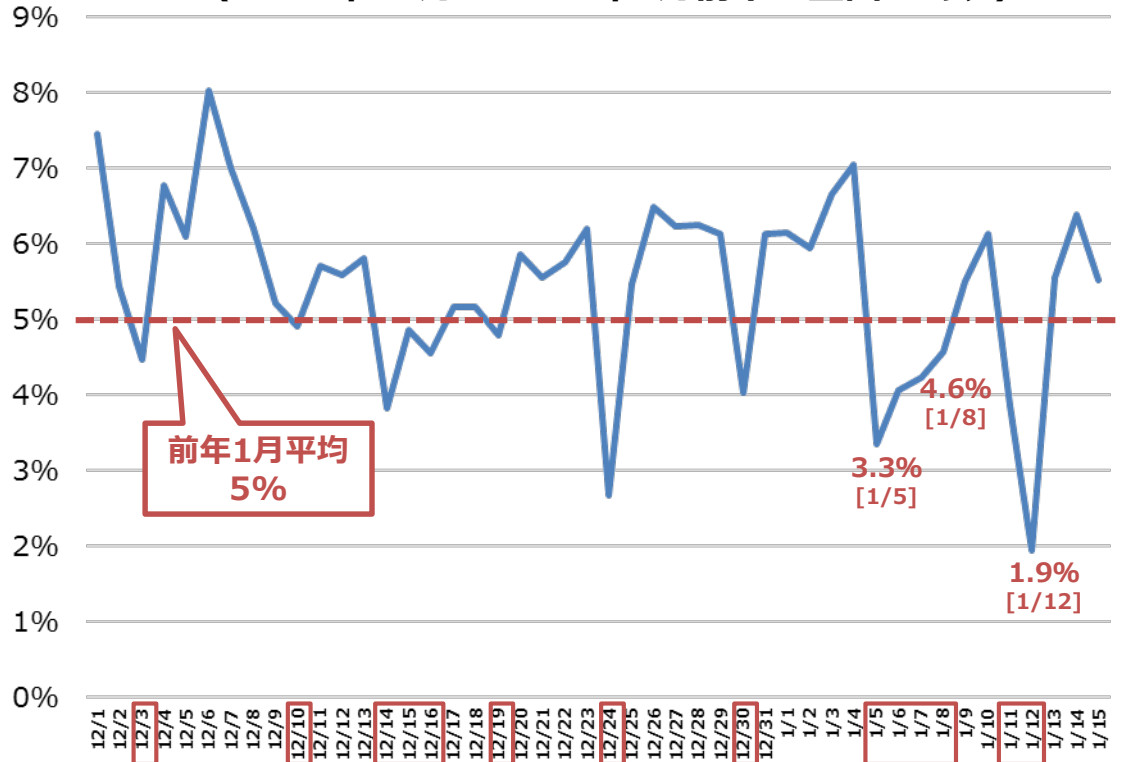


※各一般送配電事業者ヒアリングにより発電電力量を集計。速報値であり今後変更の可能性がある。
※グラフ中の点線は、2020年度供給計画取りまとめにおける2019年度の設備利用率を示している。

全発電量に占める太陽光の比率

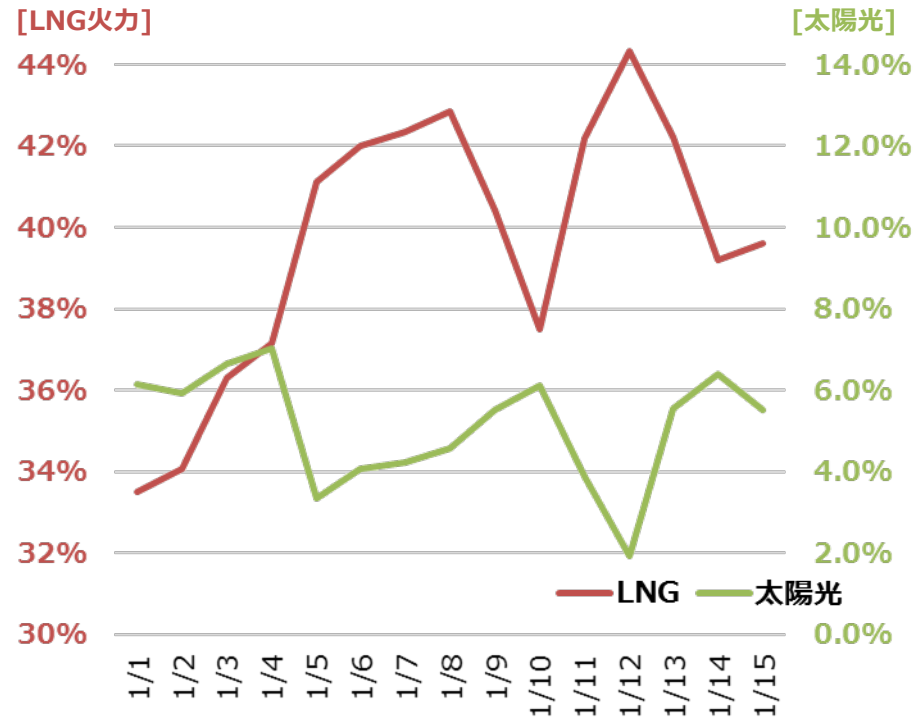
- 需給が厳しかった**1月前半の太陽光の発電量**は、**全国**では前年同月より**約15%増加**。これは、前年と比べた設備量の増加分（12%※）を上回る水準。
※2019年12月～2020年9月の9か月の増加分（9%）をもとに、1年分に引き延ばした推計値。
- 日別で見ると、**12月は概ね5%超で推移**していたが、**年明け以降は5%を下回る日が多くなり**、**1月12日には1.9%**に落ち込んだ。1月5日～8日、11～12日などの、太陽光の比率が低下した日は**LNG等の火力で不足する発電量を補った**。

＜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%

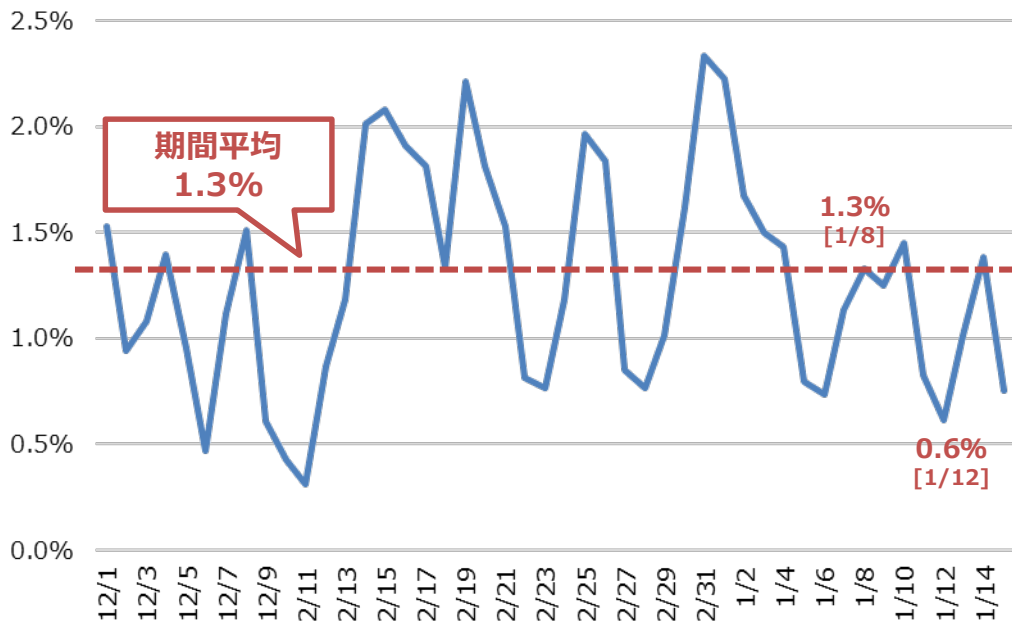
(参考) 風力発電比率・発電量実績

- 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＞

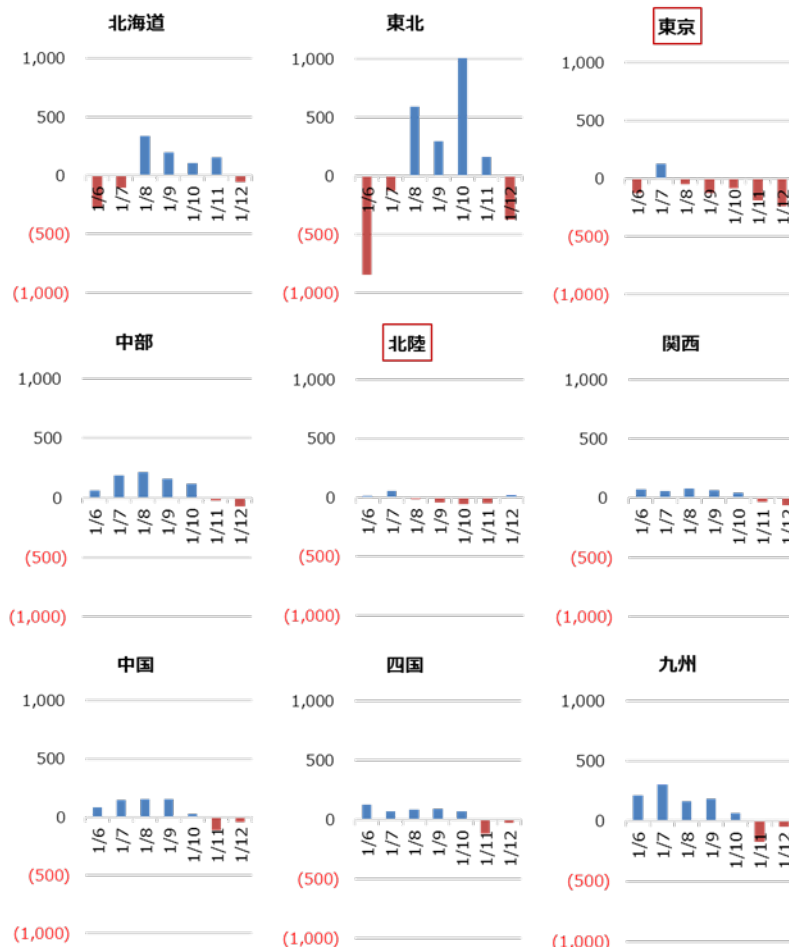
北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	合計
+30%	+33%	▲26%	+41%	+8%	+1%	+28%	+0.2%	+1%	+18%

＜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）＞



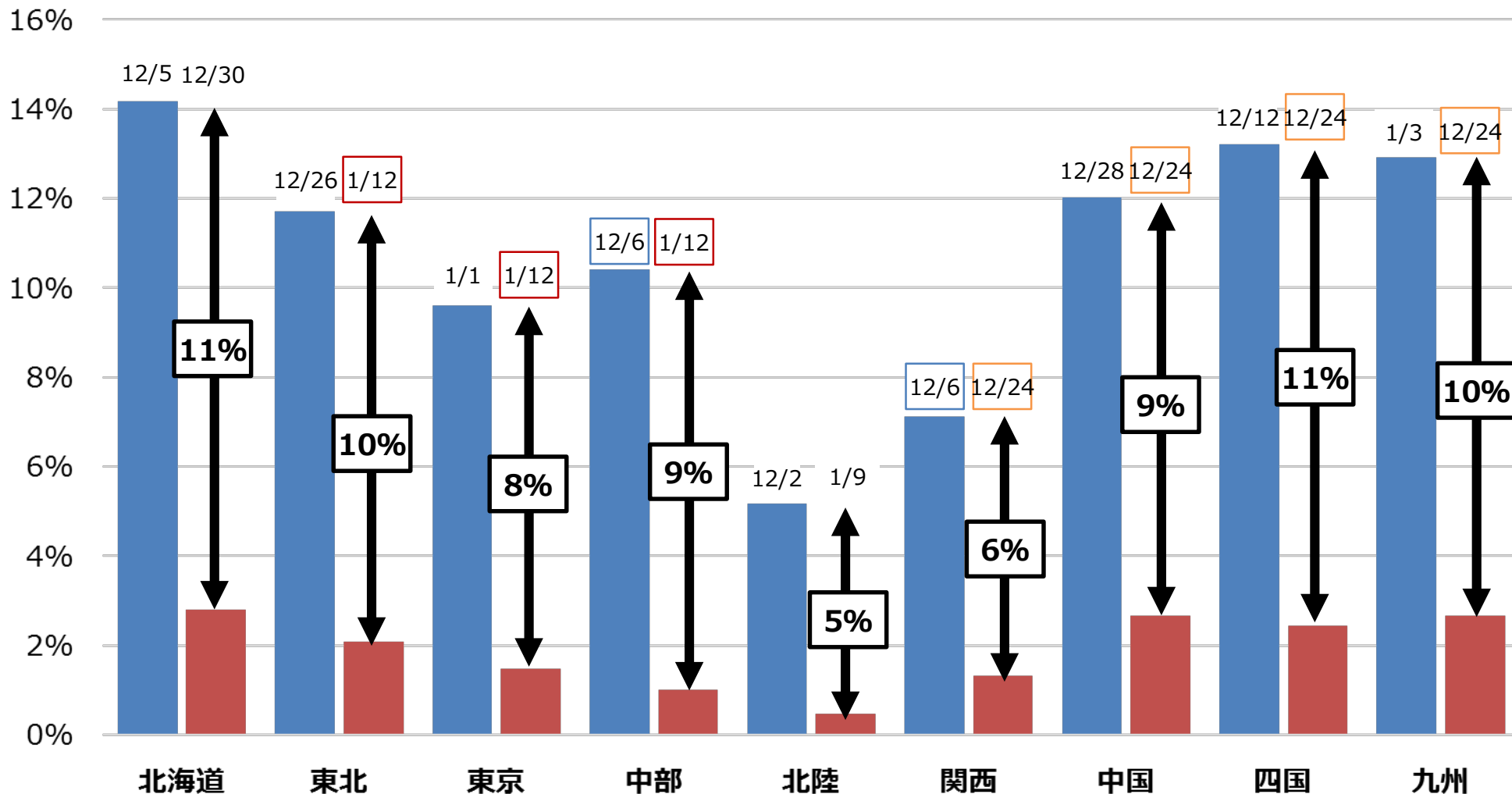
※事業者ヒアリングに基づき、資源エネルギー庁作成。赤枠は1週間合計（1月6日～1月12日）の発電量が前年1月よりも下回ったエリア。

(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。