

今冬の需給ひっ迫対策

2021年12月7日

電力広域的運営推進機関

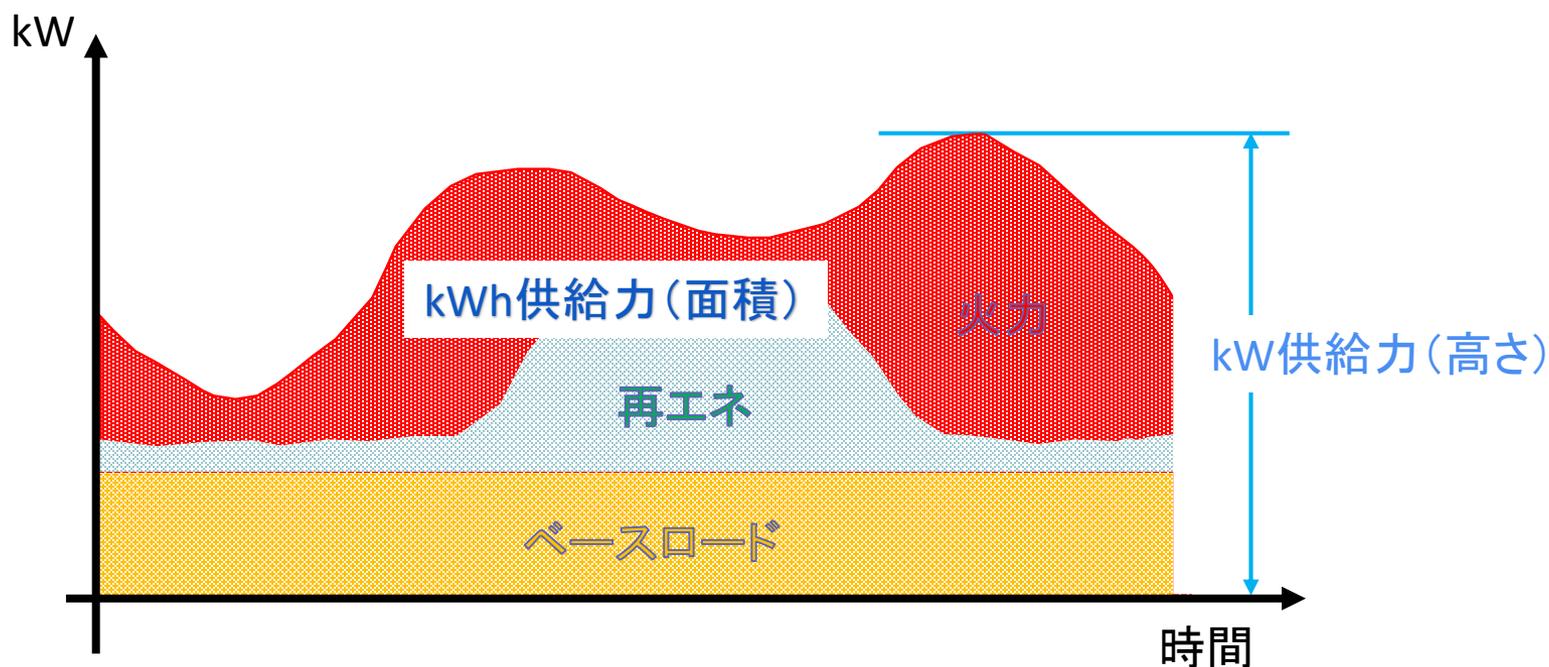
本資料及び掲載のデータ（2021年12月7日時点）はこちらのHPにまとめて公表しております。ご参照ください。

電力広域的運営推進機関/今冬における電力需給確認の取り組みについて：

https://www.occto.or.jp/oshirase/shiji/211112_jukyukakunin.html

1. 昨冬の電力需給ひっ迫について

- 従来の電力需給検証などでは、発電する設備（発電所等）の発電能力（いわゆる「kW」）を中心として、適切な予備率が確保されているかを評価。
- 一方、LNGを中心とする燃料の需給がタイトになることにより、電力需要に対して、供給できる電力量（いわゆる「kWh」）が不足することでも、電力需給がひっ迫する。



1. 昨冬の電力需給ひっ迫について

- 昨冬は東アジアのLNG需要増やパナマ運河通峡遅延によりLNG在庫積み増しが難航。加えて石炭火力のトラブル停止や年末年始に続いた厳寒なども重なり、**全国的なkWh供給力の不足**が発生。
- 複合的な要因により発生した電力需給ひっ迫であり、**いくつかのリスク要因はひっ迫発生前の段階から予兆があった**が、これを定量的に評価確認する仕組みがなかった。

今冬の需給逼迫・市場高騰を巡る時系列整理

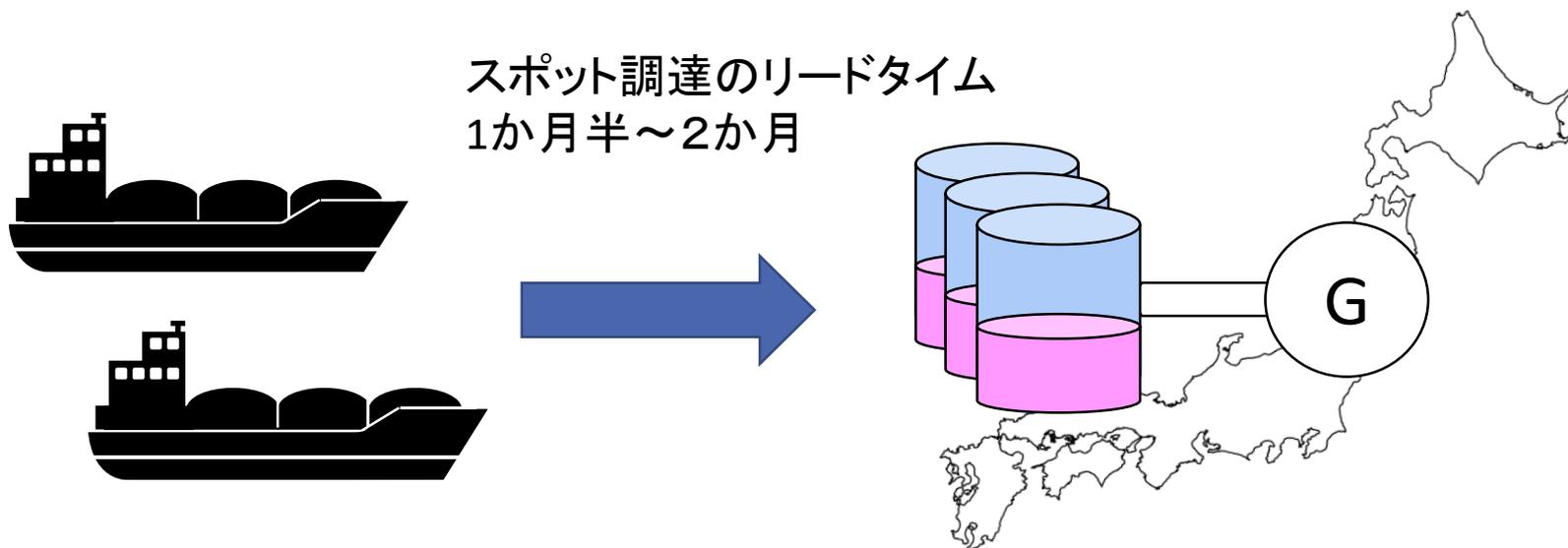
- 今冬の事象は、①需給が厳しく、LNG消費が進んだ12月中旬、②需給は多少緩んだものの、燃料制約が生じ、市場玉切れが生じ始めた12月下旬～1月初旬、③需給が逼迫し、市場価格が高騰した1月上旬、④需給は緩んだものの、価格高騰が継続した1月中旬以降の4つに整理されると考えられる。

<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④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、透明けから沈静化
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	効率的使用呼びかけ インバランス料金上限設定

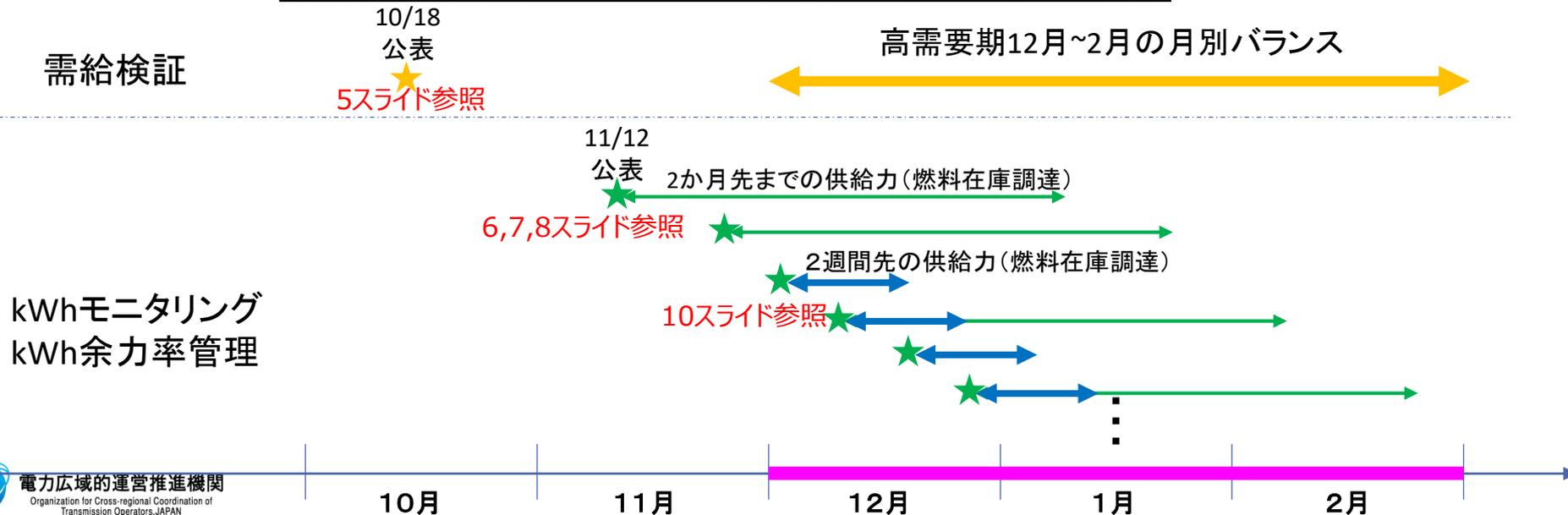
※10月実施の冬期需給検証では、厳気象にも対応できる予備率確保を確認(※kW評価)

- 電力需要の増加に伴う供給力の多くはLNGを中心とした調整電源の火力が担うこととなる。LNGは長期契約により調達しているが、一部需要の増加などに応じてスポット調達を行うこともできる。**スポット調達でのリードタイムは1か月半～2か月程度**とされている。
- 昨冬の需給ひっ迫が発生した経過を踏まえれば、早い段階での予兆も捉えつつ、その後に生じるリスクを想定した場合に対応できるkWhが確保できているか評価し、**燃料調達を伴う対策を講じるためには2か月先を見通して対応**を行う必要がある。



- kWh対策の第一歩は早い段階でkWh供給力を確認し、小売事業者や発電事業者に対して、ひっ迫の可能性などに対する適切な情報を公表すること。
- 個社の在庫調達状況だけでは判断が難しかったが、日本全体でのkWhバランスを評価することで、小売による電力確保や発電事業者における追加の燃料調達などの行動を促すことができる。
- このため、新たに10月の需給検証では高需要期のkWhバランスを評価するとともに、11月からは2か月先までの動向を確認するkWhモニタリングを定期的に実施。
- 高需要期の12月からは気象情報や発電所の能力に応じた供給力を2週間先まで管理するkWh余力率管理を実施することで、需給ひっ迫の発生が予見される場合には至近で実施可能な需給対策を実行する。

需給ひっ迫を防止するための供給力 (kWh) の確認



3. 今冬のkWh供給力の見通し（需給検証：10月18日公表）

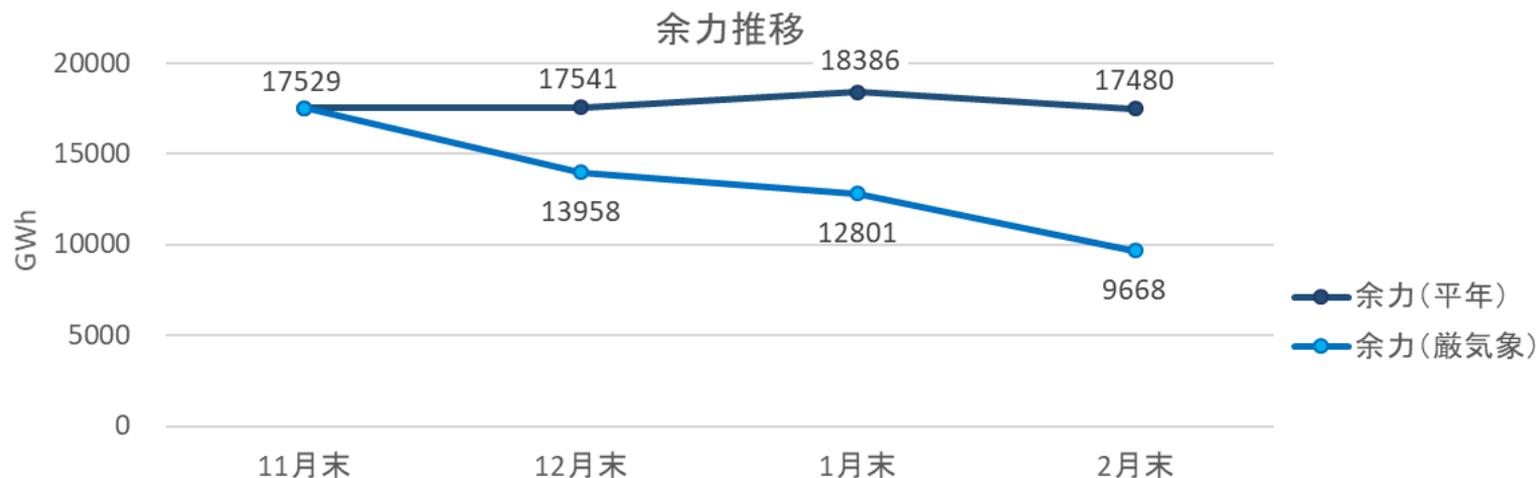
- 高需要期となる12月の期初におけるkWh余力（在庫）としては17,529GWhを見込んでいるが、これ自体が2か月後の見込みであることに注意が必要。厳気象では余力は減少傾向（消費が調達を上回る）となることから、**2月末には余力は9,668GWhに低下する想定**となっている。

※夏季の試行モニタリングにおいて厳気象時余力は約6,000～9,000GWh程度

- **期間中（3か月）の需要に対するkWh余力（厳気象2月末）の割合は4%程度であり、約3.5日分の供給力に相当**する。既に計画外停止を見込んだ上での余力ではあるが、さらに大規模な**ベースロード電源（100万kW）が長期停止した場合には2,000GWh程度**、太陽光・風力の発電電力量が10%減少した場合には1,800GWh程度のkWh余力（在庫）減少（ともに90日間の停止または出力低下で換算）につながる。

- また、月別の総量による評価であり、日別での短期な変動などは考慮できていないことにも注意が必要。

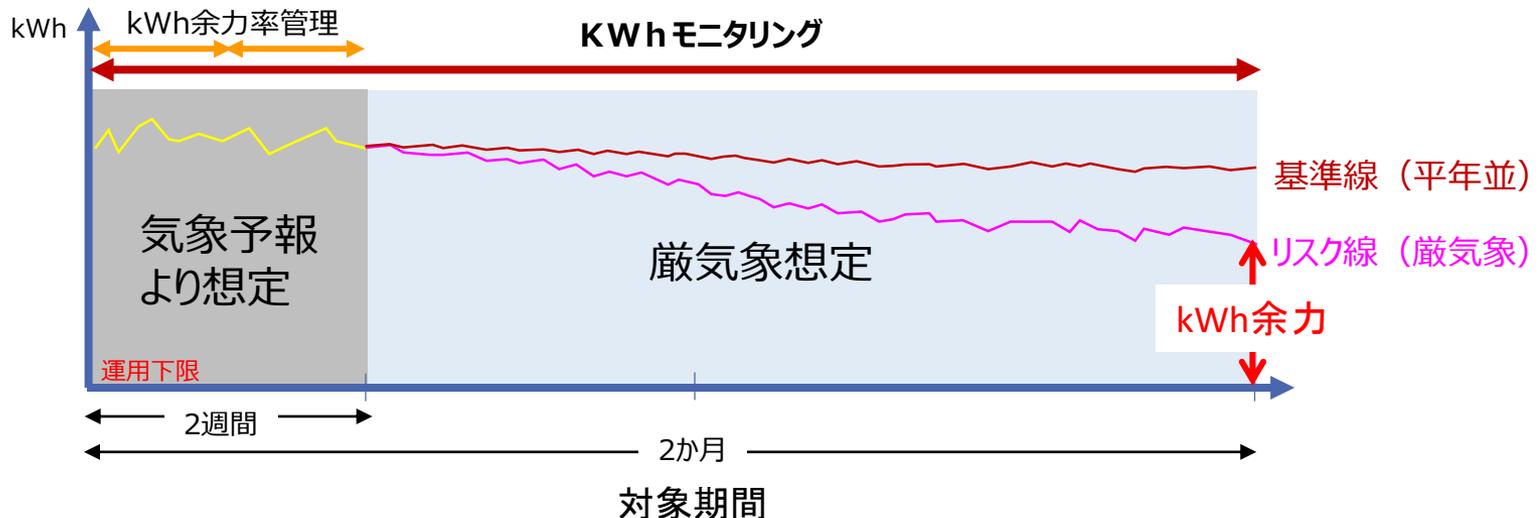
- このため、今後のkWhモニタリングにおいて余力を継続的に注視していくことが重要となる。



kWh余力（在庫）：月末時点での燃料在庫を発電機の効率に応じて電力量に換算したものであり、月末のkWh余力に翌月の調達量（kWh換算）を加え、消費（発電）を差し引いて翌月のkWh余力（在庫）を算定

- 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）



3. 今冬のkWh供給力の見通し（kWhモニタリング：11月12日公表）

- 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。
 - ※ 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。
 - ※ 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。

3. 今冬のkWh供給力の見通し（kWhモニタリング：11月26日公表）

- 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12,578GWh**となった。
- このkWh余力は対象期間の**平均電力消費量の4.8日分に相当**。
 - ※ 本集計には電源開発松浦発電所1号機（100万kW）の計画外停止の影響が考慮されていない。このため、停止が長期化する場合には下記の簡易的な試算では1,350GWh程度の余力減少の可能性はある。
- 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**。
 - ※ 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)
11/27～1/26	基準線（平年並）	14,647
	リスク線（厳気象）	12,578

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。

<用語の説明>

kWh余力: 対象期間で最も余力が低下する日の燃料在庫で発電できる電力量。kWh余力の算定に用いる燃料在庫は、各事業者が運用下限(船の遅延などの適切なリスクを考慮)を控除したもの。北海道から九州までの合計値から算定。

基準線(平年並): 平年並(過去30年の平均気温)の想定需要に基づくkWh余力の推移。

リスク線(厳気象): 厳気象(エリア毎に過去10年間で月平均が最も低かった気温)の想定需要に基づくkWh余力の推移。

厳気象想定に用いた気温の平年差

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
12月	厳気象年度	2012	2014	2012	2012	2014	2012	2014	2017	2017
	平年差(月間平均) °C	-1.5	-1.8	-1.2	-1.7	-2.2	-2.0	-2.0	-1.6	-1.8
1月	厳気象年度	2012	2011	2011	2017	2017	2017	2017	2017	2017
	平年差(月間平均) °C	-1.4	-1.3	-1.2	-0.7	-0.9	-1.0	-0.9	-0.9	-0.9
2月	厳気象年度	2011	2011	2011	2011	2011	2011	2011	2017	2017
	平年差(月間平均) °C	-1.5	-1.9	-0.9	-1.1	-1.5	-1.2	-1.7	-1.3	-1.4

3. 今冬のkWh供給力の見通し (kWh余力率：12月3日公表)

- kWh余力率は、**第1週は3ブロックに分かれ、北海道～東北が23.3%、東京が22.9%、中部～九州が25.8%、第2週も3ブロックに分かれ、北海道～東京が20.7%、中部～四国が24.7%、九州が27.1%**であった。
- このため、直ちに追加の需給対策を実施する状況にはないが、冬季は気象条件によりkWh余力が低下する傾向にあることから、今後も注視が必要である。
- また、電源の計画外停止（特に大規模なベースロード電源）、需要・再エネ出力の変動、燃料調達状況により、kWh余力率は変動することに留意が必要である。

※例えば、大規模なベースロード電源（100万kW）が停止すると、全国の1週間の需要の1.0%（168GWh）程度、太陽光・風力の出力が10%低下すると、全国の1週間の需要の0.8%（141GWh）程度の電力量の減少となる（7日間の停止又は出力低下で換算した。）

第1週（12月4日～12月10日）

北海道
23.3%

北陸
25.8%

東北
23.3%

九州
25.8%

中国
25.8%

関西
25.8%

中部
25.8%

東京
22.9%

四国
25.8%

第2週（12月11日～12月17日）

北海道
20.7%

北陸
24.7%

東北
20.7%

九州
27.1%

中国
24.7%

関西
24.7%

中部
24.7%

東京
20.7%

四国
24.7%

・ kWh余力率は連系線の空容量の範囲で、極力同一の余力率となる電力融通の実施を想定したものであり、空容量が十分にあれば、同一のkWh余力率となる。

- kWについても今冬は更に厳しさを増している状況。
- 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%をわずかに超えたレベルとなっているほか、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。
- kWhだけでなく、**kWでも定期的にモニタリングを実施していくことが必要**。

今年度冬季の供給予備率（2021年10月需給検証報告書）

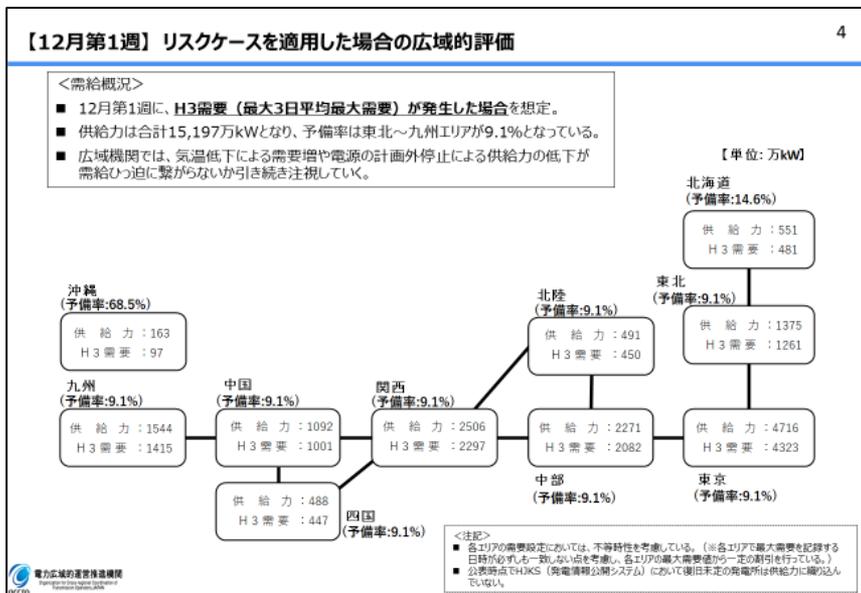
単位：%

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
12月	13.6	11.5	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1	42.1
1月	8.7	8.7	3.2	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	36.7
2月	7	4.4	3.1	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	33.8

- 発電設備のトラブルなど、需給検証以降の状況変化を考慮したkWモニタリング（1ヶ月程度先までの週別バランス評価）を実施。
- kWモニタリングは以下2点の評価結果を公表。12月第1週から第5週の評価を11月26日に公表済。以降定期的に評価・公表を行う。
 - ▶ リスクケースを適用した場合の広域的評価（広域ブロック予備率）
 - ▶ リスクケースに加え、「月間需給予想（又は週間の広域ブロック情報）」及び「過去の最大需要」を適用した場合の評価

【公表資料抜粋（対象：12月第1週）】

＜リスクケースを適用した場合の広域的評価＞



＜各評価結果＞

【12月第1週】各評価結果 5

リスクケース（H3需要を適用）

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
供給力	551					14,483				163
需要	481					13,276				97
予備力	70					1,207				66
予備率	14.6%					9.1%				68.5%

過去の最大需要

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
供給力	627	1,349	4,673	2,291	510	2,585	992	471	1,537	163
需要	469	1,243	4,257	2,034	451	2,089	892	399	1,260	93
予備力	158	107	415	257	59	495	100	71	277	70
予備率	33.7%	8.6%	9.8%	12.6%	13.0%	23.7%	11.2%	17.9%	22.0%	75.2%

週間・広域ブロック情報（12月第1週における最も広域予備率が低い日：12月3日（金））

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
供給力	488	5,666				8,287				172
需要	433	4,859				6,674				86
予備力	55	806				1,613				86
予備率	12.6%	16.6%				24.2%				100.2%