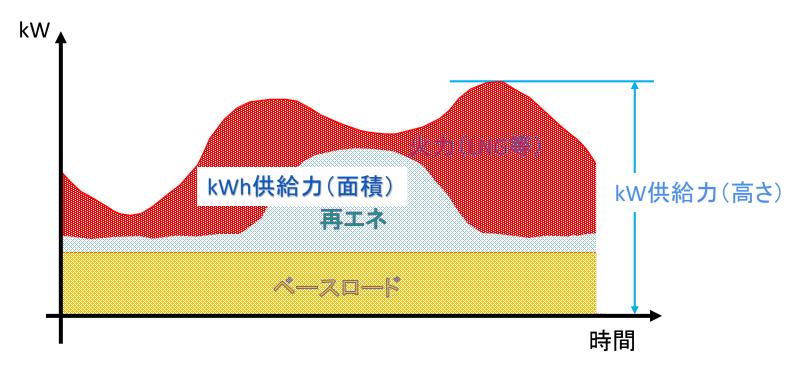
今冬の需給ひつ迫への備え

2021年12月3日

電力広域的運営推進機関

1. 昨冬の電力需給ひつ迫について

- 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、<u>供給できる電力量(いわゆる「kWh」)が不足</u>することでも、電力需給がひっ迫する。





1. 昨冬の電力需給ひつ迫について

- 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、<u>いくつかのリスク要因はひっ迫発生前の</u> <u>段階から予兆があった</u>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>

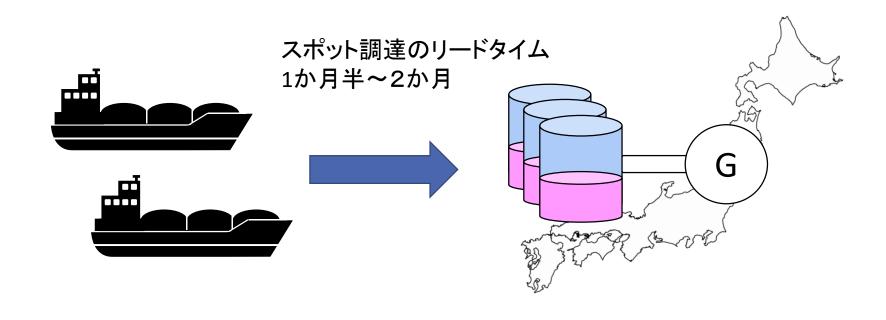


※10月実施の冬期需給検証では、厳気象にも対応できる予備率確保を確認(※kW評価)



2. kWh対策の考え方について

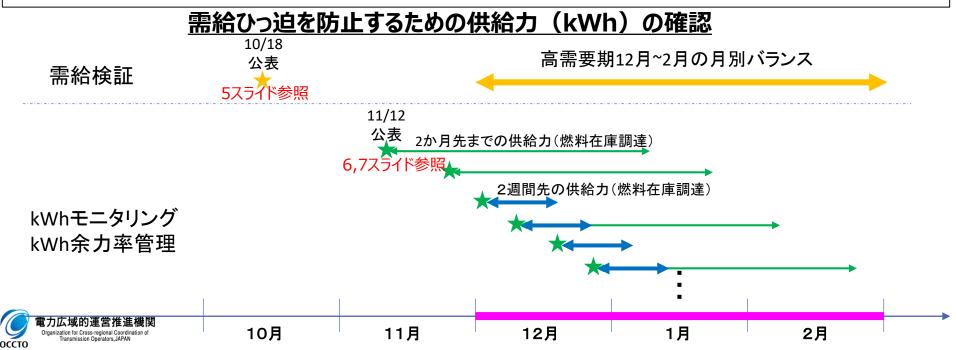
- 電力需要の増加に伴う供給力の多くは L N Gを中心とした調整電源の火力が担うこととなる。 LNGは長期契約により調達しているが、一部需要の増加などに応じてスポット調達を行うこともできる。 スポット調達でのリードタイムは 1 か月半~2 か月程度と言われている。
- 昨冬の需給ひっ迫が発生した経過を踏まえれば、早い段階での予兆も捉えつつ、その後に生じうるリスクを想定した場合に対応できるkWhが確保できているか評価し、燃料調達を伴う対策を 講じるためには2か月先を見通して対応を行う必要がある。





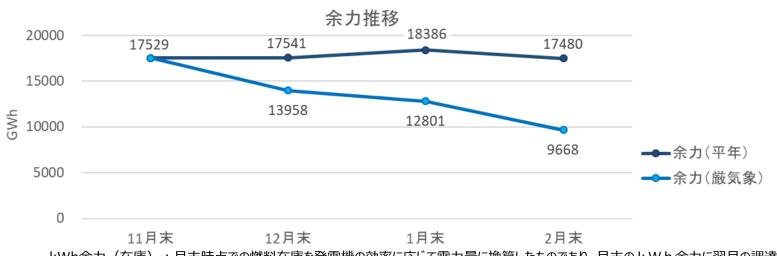
2. kWh対策の考え方について

- 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。



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。



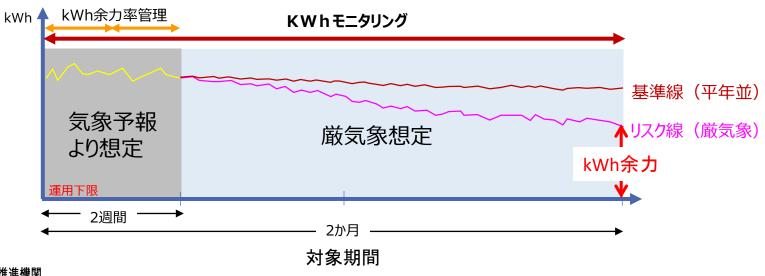


kWh余力(在庫):月末時点での燃料在庫を発電機の効率に応じて電力量に換算したものであり、月末の k W h 余力に翌月の調達量(kWh 換算)を加え、消費(発電)を差し引いて翌月のkWh余力(在庫)を算定

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がある。
- 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。

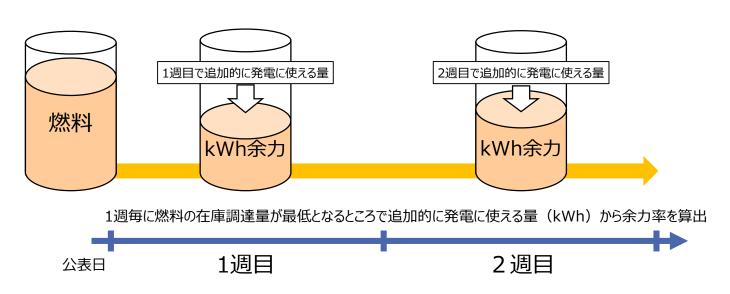
厳気象想定に用いた気温の平年差

		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) ℃	-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) ℃	-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) ℃	-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余力率管理:今夕公表予定)

- kWh余力率管理は、昨冬の需給ひっ迫を踏まえた対策の一つである。指標に基づき事前に国、広域機関、一般送配電事業者等ができ得る需給対策を講じることで供給支障を防ぐ取組み。
- 2週間先までの気温や天候から需要や再エネ出力の変動の見込みから燃料の消費量を想定し、燃料調達量と合わせて燃料の在庫量を算出。これを前後半1週間ずつの2週に分け、想定から変動した場合に追加的に発電で利用できる余力を算出し、発電電力量(kWh余力)に換算する。
- 1週間毎の電力需要(kWh)に対するkWh余力の比率をkWh余力率として算出する。
- kWh余力率3%程度となる緊急事態には直ちに広域的な需給対策を講じる。





4. kW面での対応(需給検証:10月18日公表)

- 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 2月	8.7	8.7	3.2	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	36.7
2月	8.7 7	4.4	3.1	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	33.8



4. kW面での対応(kWモニタリング:11月26日公表)

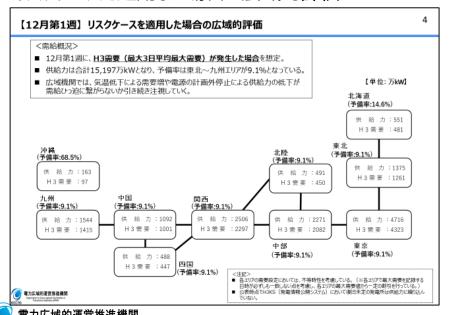
- 発電設備のトラブルなど、需給検証以降の状況変化を考慮したkWモニタリング(1ヶ月程度先までの週別バランス評価)を実施。
- kWモニタリングは以下2点の評価結果を公表。12月第1週から第5週の評価を11月26日に 公表済。以降定期的に評価・公表を行う。
 - ▶リスクケースを適用した場合の広域的評価(広域ブロック予備率)
 - ▶リスクケースに加え、「月間需給予想(又は週間の広域ブロック情報)」及び「過去の最大需要」を適用した場合の評価

【公表資料抜粋(対象:12月第1週)】

Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN

оссто

<リスクケースを適用した場合の広域的評価>



<各評価結果>

