第36回調整力及び需給バランス 評価等に関する委員会 資料2-2

2019年1月10日の中部エリアの需給状況 および太陽光出力の予測方法について

2019年2月19日





(余白)

1月10日の中部エリアの需給バランス想定の概要



- 午前は、雲が厚く太陽光出力の減少とともに、気温の低下による需要の増加が見込まれ、予備率3%未満になる見通しとなったため、9時~12時に最大105万kWの融通を受電した。
- 午後は、午前の実績を反映した結果、揚発使用量の増加により上池水量が枯渇することおよび予備率3%未満になる見通しとなったため、13時~19時で最大105万kWの融通を受電した。

○ 9~10時需給バランス(想定)

[万kW, %, ℃]

計画策定断面		需要	供給力		之借力/变\	⊤/æ※	 9時気温 [※]
		而女		(再掲)太陽光	予備力(率)	天候*	いは、大い国へ
前日想定 (前日17:00)		2,251	2,541	363	290(12.9)	晴	2.1
当日朝見直し (7:00)		2,289	2,497	261	207(9.1)	晴時々曇	1.1
融通申出時	受電前	2,359	2,330	70	▲30(▲1.3)	星	0.5
(8:30)	受電後	2,359	2,438	70	78(3.3)	雲	0.5

○ 17~18時需給バランス(想定)

[万kW, %, ℃]

	計画策定断面		需要	供約	合力	之借力/变\	天候※	17時気温*
			而女		(再掲)太陽光	予備力(率)	大 條"	
	前日想定 (前日17:00)		2,139	2,382	0	242(11.3)	晴時々曇	6.3
	当日朝見直し (7:00)		2,159	2,370	0	210(9.7)	晴時々曇	5.5
	融通申出時 受電前		2,299	2,311	0	12(0.5)		F 1
	(12:30)	受電後	2,299	2,409	0	110(4.8)	<u> </u>	5.1

※天候・気温の観測地点:名古屋

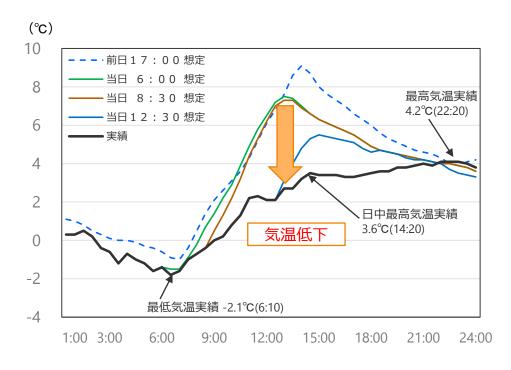
1月10日の気温と需要の推移



- 1月10日の日中(9~18時)の最高気温は、想定9.1℃(前日17時)に対して、3.6℃と大幅に低下した。
- 気温の低下に伴い、最大電力(9~10時)は前日想定2,251万kWから2,345万kWへ増加した。

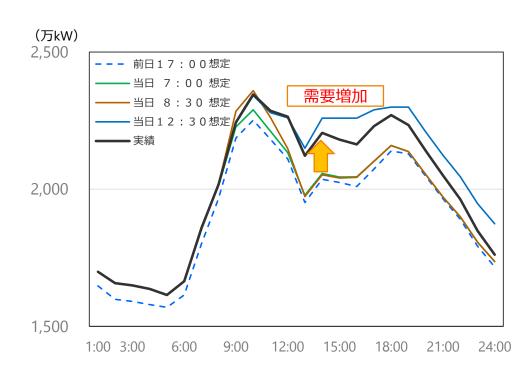
想定気温の推移(名古屋)

- ○日中最高気温(9~18時) 前日17時想定 9.1°C ⇒ 実績 3.6°C (▲ 5.5°C)
- ○天候前日17時想定 晴 ⇒ 実績 曇



想定需要の推移

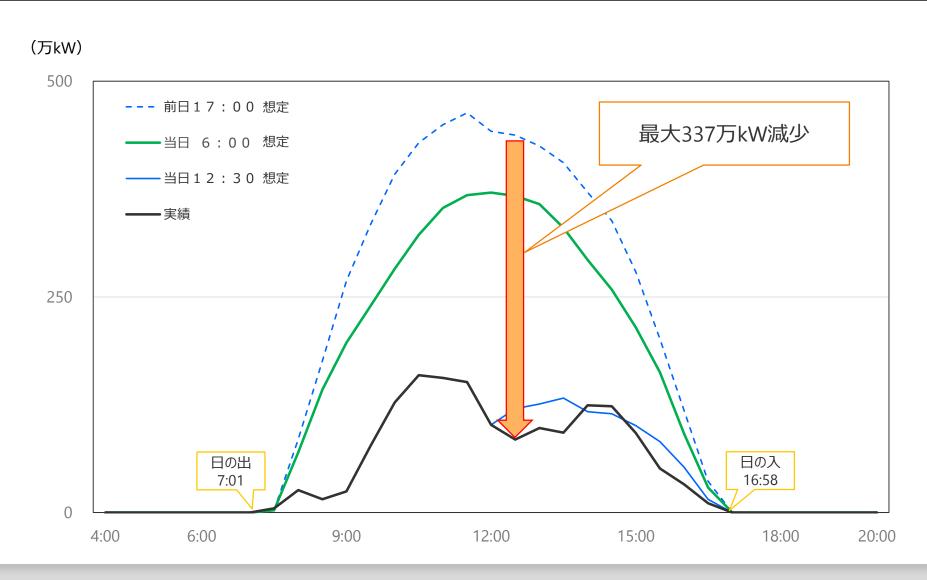
- ○9~10時需要(最大電力) 前日17時想定 2,251万kW ⇒ 実績 2,345万kW (+94万kW)
- ○17~18時需要 前日17時想定 2,139万kW ⇒ 実績 2,270万kW(+131万kW)



1月10日の太陽光出力の想定誤差



● 太陽光出力の想定誤差の最大は、12~13時における前日17時想定431万kWから実績94万kWへの 減少で、▲337万kW(需要実績比率16%程度)であった。



計画策定の流れ



- 電源 II 事前予約の要否判断は、前日スポット市場前および後(時間前市場開場前)に行っている。
- また、電源 II バランス停止機の起動並列の判断は、各ユニットの起動から並列まで、および最大出力達成まで の時間等を考慮し、その時点の需給バランス想定に基づき実施している。

			当日(1/10)			
	電源 II 事前予約 の判断【スポット前】 ▼7:00		③②使用翌日計画提出▼17:00④③使用		441	当日計画提出 _{使用} ▼7:00
計画策定断面 (需要予測、供給力算出)	1)(1	使用	▲15:30 電源 II 事前予約 の判断【スポット後 (時間前市場開場 ③②使用	火力起動並	列判断	△」⑤⑤使用
気象情報会社打合せ (天候、気温、日照等)	▲ 6:00	▲ 11:00	▲ 15:00	▲ 20:00		▲ 6:00 ⑤
日射量データ	▲ 4:00 1	▲ 10:00	▲ 16:00	△ 22:	:00	▲ 4:00 ⑤

計画策定断面毎の判断項目



○1月10日の9~10時断面

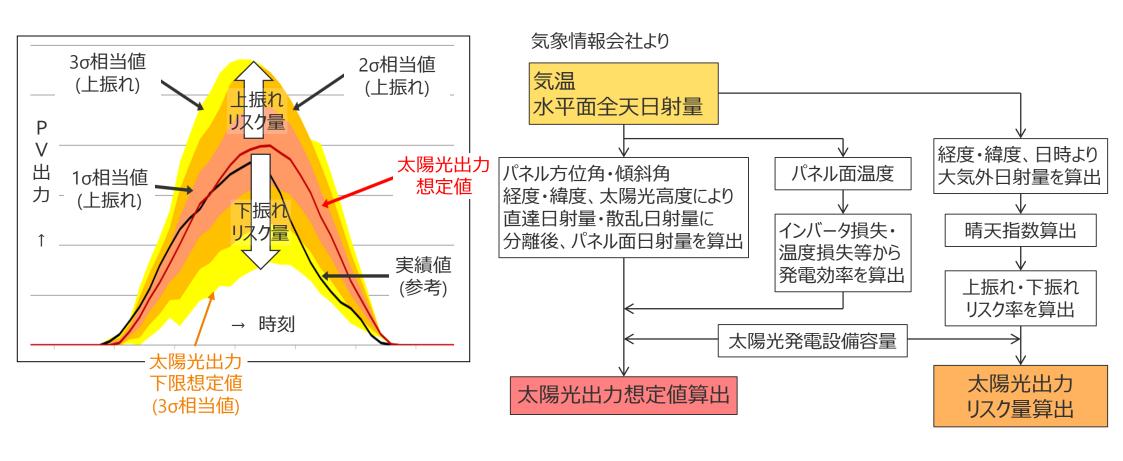
計画策定断面	スポット前	スポット後	前日想定	前日想定	当日想定	
日時	前日(9日)7:00	前日(9日)15:30	前日(9日)17:00	前日(9日) 23:00	当日(10日) 7:00	
太陽光出力想定値	361	363	363	281	261	
太陽光出力下限想定値 (3σ相当値)	264	332	270	86	85	
晴天指数	2, 3	2, 3	2, 3	3	3	
快晴カーブ判定	×	0	0	×	×	
判断項目	電源Ⅱ事前予約の要否		バランス停止電源 I・II (火力)の並列要否			
判断基準	上げ調整力必要量-電	『源 I・I '確保量> 0 [※]	太陽光出力下限想定値時の予備率 <3%			
判断基準の算出値	0以下	0以下	予備率9.6%	予備率3.5%	予備率2.4%	
要否	不要	不要	不要	不要	必要	
備考			翌日の発電機態勢を 決定	気象情報会社との 打合せを踏まえ、 予備率3%以上確保 できるため、火力の 起動指示せず	太陽光出力下限想定値の場合、予備率3%確保できなかったが、火力の起動並列は間に合わなかった	

※詳細は第34回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2018年11月7日) 資料3参照

太陽光出力想定値の算出方法



- 太陽光出力想定値は、気象情報会社から送信される日射量(水平面全天日射量)等を基に算出している。
 - ✓ 当社の供給エリアを14区域に分割している。
 - ✓ 各区域の日射量等の予測を基に、中部エリアの太陽光出力を算出している。



太陽光出力の下振れリスク量算出

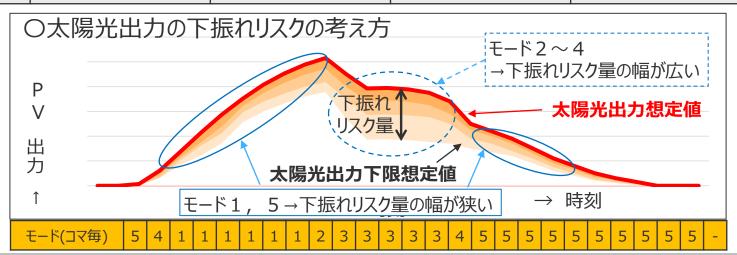


- 太陽光出力の下振れリスク量は天候により傾向が異なることに着目し、気象情報会社から送信される30分コマ毎の水平面全天日射量から晴天指数[※]を算出し、5つのモードに区分している。
- 太陽光出力の下振れリスク率の3 σ相当値(99.7パーセンタイル値)等は、月別・モード別の過去の太陽光出力の誤差実績(2010年11月より蓄積)より算出している。
- 下振れリスク量は、その当日の理想カーブに下振れリスク率を乗じて算出し、太陽光出力下限想定値は、 太陽光出力想定値から下振れリスク量を差し引くことで求めている。
 - ※ 晴天指数=水平面全天日射量/大気外日射量

水平面全天日射量:水平面における全天空からの日射量

大気外日射量 : 地球大気の上端(約8km上空)における日射量(地点の経度・緯度、日時から計算可能)

モード	1	2	3	4	5
晴天指数	1~0.71	0.71~0.62	0.62~0.43	0.43~0.21	0.21~0
天候の目安	快晴	晴	薄曇	曇	雨



-3σ (99.7%)

出力誤差

 -1σ (68.3%)

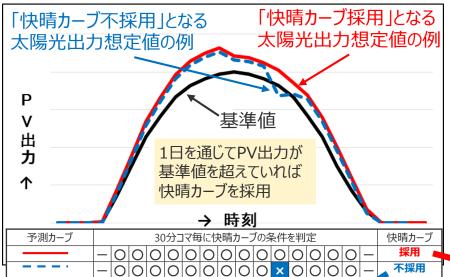
 -2σ (95.4%)

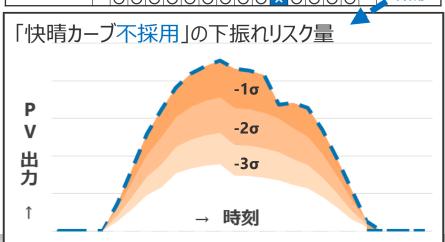
下振れリスク量を削減する取り組み



● 太陽光出力想定値が一日を通して安定していれば誤差が発生しづらいことに着目し、太陽光出力想定値が 一日を通じて基準値を超えていれば(以下、快晴カーブと呼ぶ)、下振れリスク率は小さいと評価している。 (下振れリスク率は2010年11月以降の誤差実績を統計的に分析して算出)

<快晴カーブ判定方法>

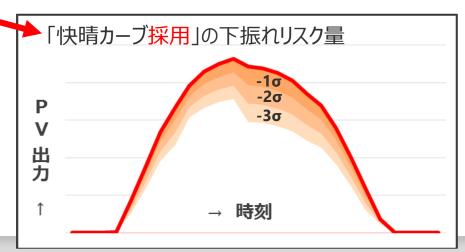




快晴カーブ採用・不採用による下振れリスク率の違い(例)

	「快晴カーブ <mark>不採用</mark> 」の 下振れリスク率	「快晴カーブ <mark>採用</mark> 」の 下振れリスク率
-1σ	-10%	-7%
-2σ	-23%	-13%
-3σ	-49%	-20%

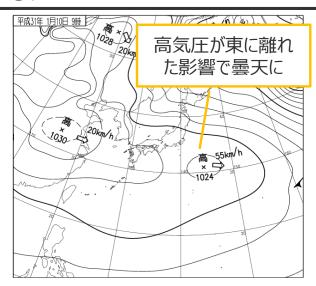
1月10日の前日10時予想の11:00~11:30(当日最大予想)では、 快晴カーブ不採用・採用で約170万kWの差があった。



1月10日の気象状況(気象情報会社聞取り)



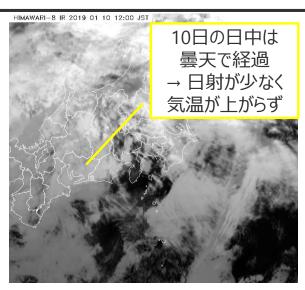
- 1月10日の中部地方は、明け方まで高気圧に覆われて快晴となったため、放射冷却により厳しい冷え込みとなった。(名古屋の最低気温 -2.1 $^{\circ}$ $^{$
- 明け方以降は、高気圧が東進し、中部地方が気圧の谷に入った影響で雲が広がり、一日を通して日射量が 少なく気温も上昇しなかった。(名古屋の最高気温 4.2℃。平年(9.1℃)を4.9℃下回る)
- 前日時点では、高気圧に覆われて雲がありつつも日射量が比較的多い予想だったが、高気圧の東進が予想よりも早く、気圧の谷に伴う雲が広がったことで、気温と日射量の下振れに繋がった。
- 当日午前の時点では、午後は日射量があり気温が上昇する予想であったが、実際には曇天で経過したため、 日射量が少なく、気温の上昇が鈍くなった。
- 日射量の予測誤差は同月における至近 3 ヵ年の最大であり、過去の事例と比較しても稀な事象であったといえる。



1月10日9時の実況天気図



1月10日5時の気象衛星画像(赤外)



1月10日12時の気象衛星画像(赤外)

1月10日の特異性



- 今年の1月10日のように、前日予想が「晴」(午前中にある程度の日射量が期待できる)に対し、午前の気象が「曇」(午前の日射量が少なかった)となった日は、至近2年間の冬季(12~2月)では4日しかなかった。
- 抽出した4日のうち、今年の1月10日以外は、6時の気象は「曇」であり放射冷却の影響もなく、前日の最低気温想定に対し高めとなり、9時の気温も想定に対し大きな差がなかったため、需要の上振れは小さかったが、1月10日については、6時の気象は「晴」であり放射冷却の影響により、気温低下等による需要の上振れも大きかった。

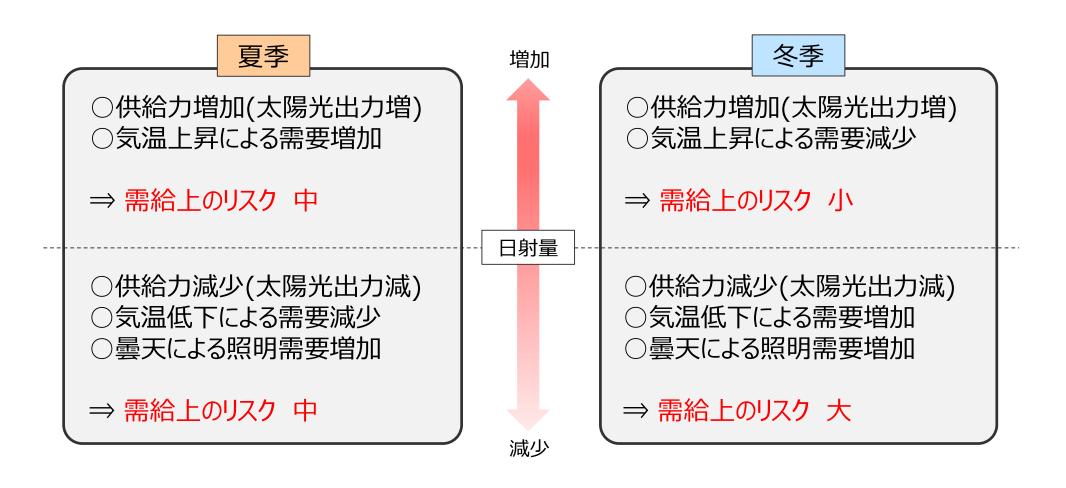
※天候・気温の観測地点:名古屋 [万kW, ℃]

		2019/1/10(木)	2018/12/26(水)	2018/2/21 (水)	2018/2/15 (木)
① 前日 想定	天候	晴	曇時々晴	曇後時々晴	曇時々晴
	9時気温 (最高/最低)	2.1 (9.1/-1.0)	4.4 (9.8/2.4)	4.3 (9.9/1.8)	5.9 (12.3/3.1)
(17時)	需要	2,251	2,071	2,118	2,118
	太陽光	363	153	217	236
	天候	量	曇	曇	曇
② 実績	9時気温 (最高/最低)	0 (4.2/-2.1)	5.8 (13.0/3.0)	5.6 (9.8/2.8)	5.4 (13.0/3.4)
入順	需要(①との差)	2,345(+94)	2,110(+39)	2,136(+18)	2,143(+25)
	太陽光(①との差)	105(▲258)	118(▲35)	118(▲99)	138(▲98)

日射量による供給力(太陽光出力)および需要への影響



- 日射量による供給力(太陽光出力)および需要への影響は次のものが考えられる。
 - ①夏季は、日射量が増加したことにより、供給力・需要が増加する。
 - ②冬季は、日射量が減少したことにより、供給力が減少し、需要が増加する(照明需要も増加する)。



中部エリアの需要の特徴(夏季と冬季の比較)



● 冬季の最大需要発生時は午前(9~10時)であり、日の出時刻も夏季に比べて遅いため、最大需要発生時の 1時間程度前にしか、太陽光出力の実績を反映した想定の見直しが実施できない。したがって、冬季は非常 に難しい運用となっている。

(最大需要発生断面14~15時) 6h[※] PV実績が想定通り 推移すれば、火力の 需要 並列を見送ることが 火力並列判断の 可能 PV下振れリスク量 PV想定誤差 (実績) PV実績 PV下限想定值 PV想定 PV想定の見直し (6時データ (4時元 PV想定 (実績反映) 実績反映) 更新 PV下限想定值 (4時データ) (時) 14 火力並列指令 日の出 最大需要 PV想定に実績が反映可能となる時刻 ⇒最大需要時に対応可

○冬季(最大需要発生断面9~10時) 6h[※] 需要 実績を反映しない PV下振れリスク量を 考慮して火力を並列 すると、PV実績が 想定通り推移すれば 火力並列判断時の 過剰な並列となる PV想定 PV下振れリスク量 (前日22時デーダ PV実績 PV想定誤差 PV想定 (実績) 更新 PV下限想定值 (前日22時データ) 前日22 3 4 (時) 日の出 最大需要 火力並列指令 PV想定に実績が反映可能となる時刻 ⇒最大需要時に対応困難

※指令応動時間6時間の火力機の場合

今回の事象を踏まえた需給バランスリスクへの対応



- 1月10日の事象を受け、バランス停止火力の並列要否判断において、以下の対応を行っている。
 - ✓ 需要増加にも備えた運用(1月10日の需要誤差実績相当を需要の上振れリスクとして加味)
 - ✓ 太陽光発電の下振れリスク量算出時に快晴カーブの適用停止
- なお、3月以降は気候が温暖となり、最大需要は気温による影響は小さくなるため、需要の上振れリスク量を見直す。
- 快晴カーブの適用については、昨夏に予備力削減の効果が得られたため、再開を目指し、検討している。

