

# 太陽光発電の連系増加を踏まえた H28年度の需給運用について

平成28年3月11日

九州電力株式会社

- 0 H28年度における当社の需給運用については、供給計画(策定中)を基に調整力確保の観点から確認を行った結果、再エネの連系増加に伴う変動量(想定誤差、出力変動)の増加はあるものの、安定供給が可能な見通し。
- 0 なお、今回は単年度計画での検証であり、H28年度実績を評価するとともに、再エネ連系の更なる増加を受けての複数年の評価を行って、必要な調整力の考え方を検討していく必要がある。

- 0 当社はH28年度のライセンス制導入後も現状と同様、一般送配電と小売(発電)が一体として運用する体制を継続。
- 0 したがって、当社としては、自社需要に対し、従来どおりの8%(偶発的7%、持続的1%)の予備力を確保。(エリア需要に対し、当面7%の調整力を確保)
- 0 調整力としては、従来同様、当社電源(オンライン電源)を最大限活用。

- 0 九州では再エネ、特に太陽光の連系量が増加し、軽負荷期昼間の最低需要に対し50%を超える太陽光出力が発生する見込み。
- 0 太陽光出力の想定には誤差が生じ、調整力としては、これまで見込んできた需要変動、電源脱落リスク等に加えて、太陽光の連系増加に伴う変動(想定誤差、出力変動)への対応力も必要。
- 0 このため、H28年度の供給計画(策定中)の需給バランスにおいて、
  - ・過去1年間の太陽光出力・需要の合成想定誤差から調整力(上げ・下げ)に不足する断面がないか
  - ・揚水や火力機などの出力変動追従可能かの確認を行った。

## 4. 太陽光出力・需要の合成想定誤差実績

- 0 前日計画策定時点における太陽光出力想定及び需要想定には、それぞれ誤差が生じる。それぞれは相互に影響することから、合成誤差による分析を実施。

最大で想定を下回る方向に300万kW程度(軽負荷期昼間最低需要の38%程度)、上回る方向に280万kW程度(35%程度)発生。

(太陽光出力・需要の合成想定誤差実績(月間の2 相当値))

想定を下回る方向(上げ調整)		想定を上回る方向(下げ調整)	
春期(3～6月)	通期平均	春期(3～6月)	通期平均
130～300万kW (16～38%)	180万kW	70～280万kW (9～35%)	160万kW

(参考)太陽光出力のみの想定誤差実績(月間の2 相当値)

想定を下回る方向(上げ調整)		想定を上回る方向(下げ調整)	
春期(3～6月)	通期平均	春期(3～6月)	通期平均
110～300万kW (14～38%)	170万kW	50～280万kW (6～35%)	125万kW

(注1)至近15ヶ月(H26/11～H28/1)における11時～14時の各時間平均値の前日想定(10時時点)と実績値と差を分析

(注2)太陽光817万kW接続時に換算

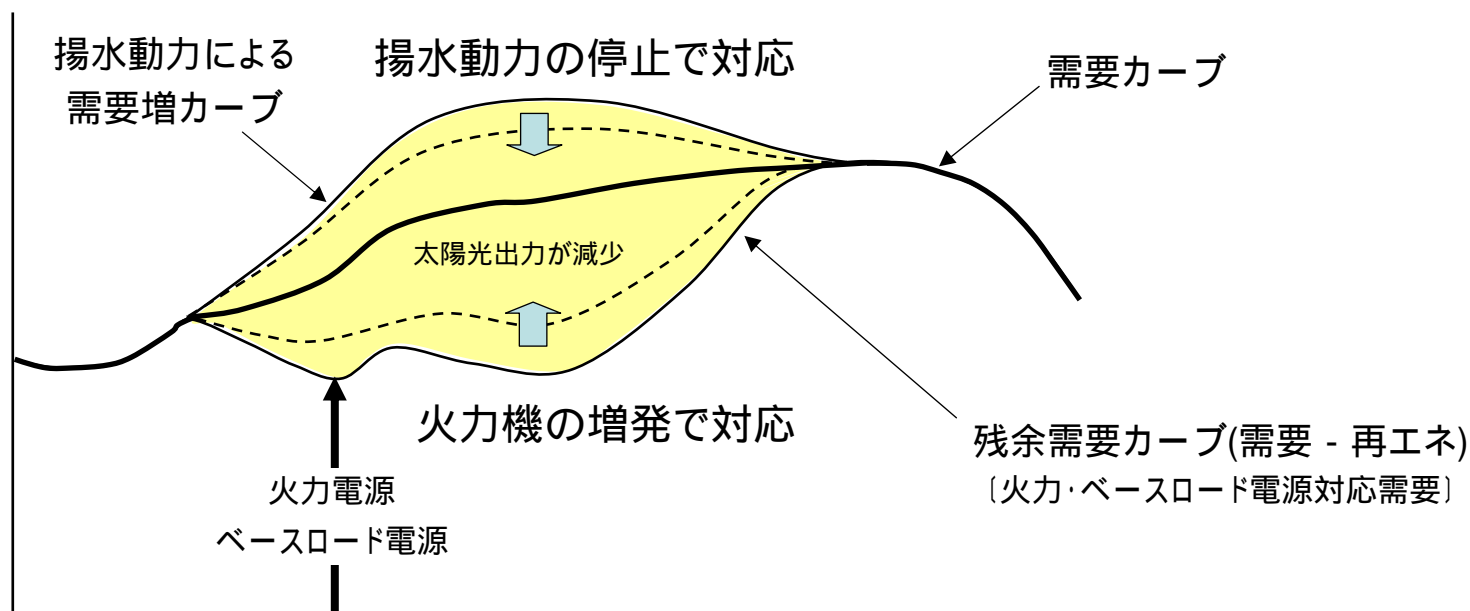
(注3)( )は軽負荷期昼間最低需要相当値800万kWで割った値を示す〔太陽光出力想定誤差(月別最大値) / 800万kW〕

0 前日計画において、最大需要想定値に対して、運転予備力8%を確保できるよう火力機等の並入電源を確定。

更に、運転予備力(8%)を確保したうえで供給力の各時間毎の余力をスポット市場へ投入。

0 当日の太陽光出力の下振れ時などの時々刻々の需給調整については、揚水動力の停止やピーク時間対応供給力のうち昼間帯に抑制している火力機の増発等を実施。

〔上げ調整の方策〕



## 5 . H28年度の上げ調整力の確認

0 H28年度の想定需要と供給力において、各月13時断面で調整力が確保可能か確認した結果、余力があることを確認できた。

[各月13時断面での調整力残確認状況]

・太陽光想定誤差は曇 雨など天候の変わりやすい日に大きく、総じて太陽光出力は中～小出力。

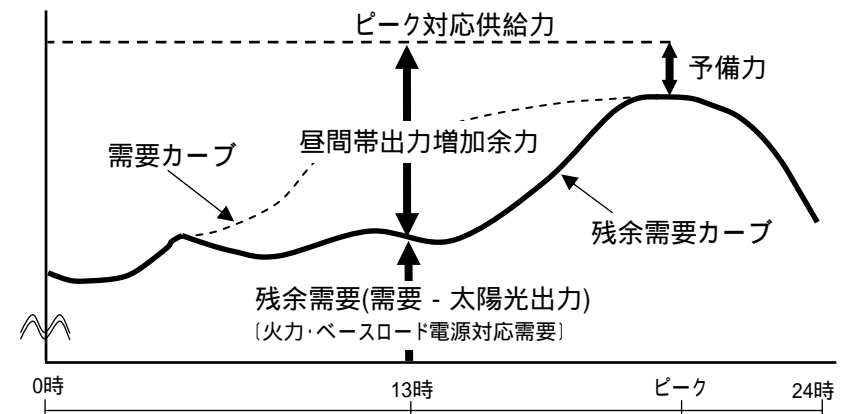
このため、揚水動力の運転機会が少ない可能性が高いことから、火力機の調整力で評価。 (万kW)

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
ピーク対応供給力 〔予備率8%含む〕	1,076	1,040	1,167	1,485	1,433	1,274	1,132	1,175	1,301	1,387	1,387	1,231
13時残余需要(需要-太陽光出力)	577	476	769	1,014	951	846	760	758	865	932	871	529
差( = - ) 〔昼間帯出力増加余力〕	499	564	398	471	482	428	372	417	436	455	516	702
太陽光出力・需要の合成想定誤差 (2 相当値)	124	174	243	182	279	156	132	126	165	131	239	127
市場活用	126	126	111	60	58	63	83	83	83	55	55	55
調整力残( = - - ) 〔( )は13時需要比〕	249 (26.2%)	264 (27.6%)	44 (4.1%)	229 (17.6%)	145 (10.9%)	209 (17.9%)	157 (16.0%)	208 (21.0%)	188 (15.9%)	269 (24.3%)	222 (17.9%)	520 (51.0%)

(注1)太陽光出力は太陽光出力・需要の合成誤差(2 相当値)発生日の13時出力率から算定(太陽光出力 = 13時出力率 × 設備容量)

(注2)太陽光出力・需要の合成想定誤差実績(2 相当値)は月別の連系想定量で換算

(注3)市場活用は連系線空容量(東向き運用容量 - H28年度計画潮流)を最大限活用  
運用容量: 中西5社需要実績からの周波数低下限度又は熱容量  
計画潮流: 月別の連系線利用計画のH28/2断面集計値



## 5 . H28年度の上げ調整力の確保

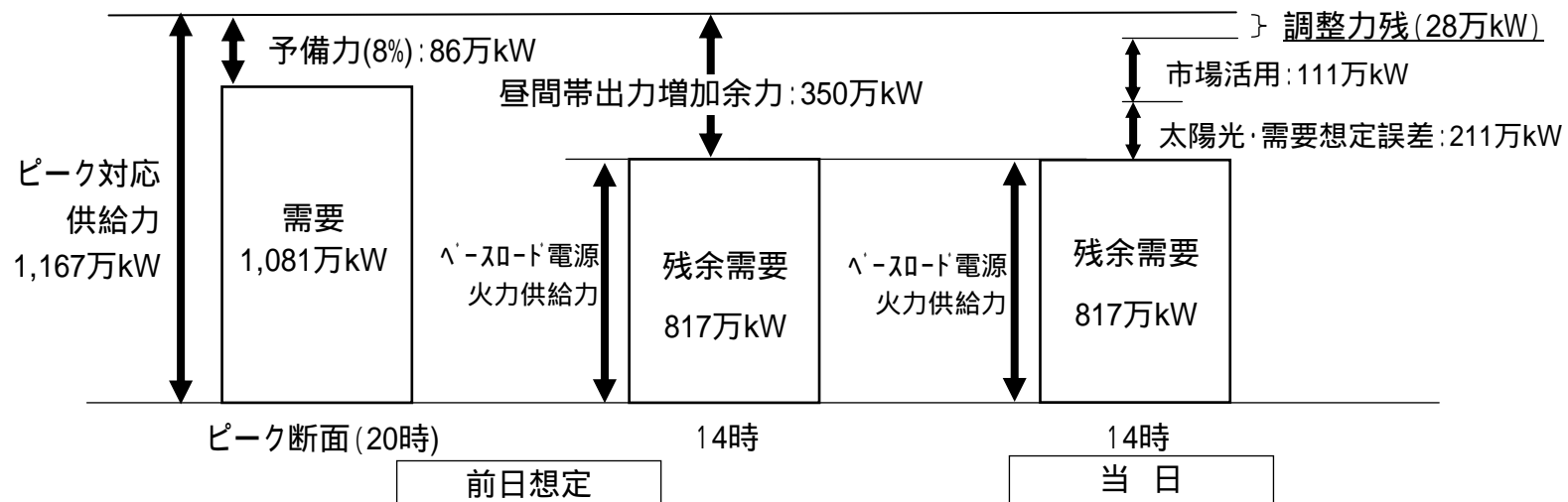
- 0 最も余力が少ない6月において、昼間の各時間毎に調整力が確保可能か確認した結果、余力があることを確認できた。

(H28年6月平日の需給調整の確認)

(万kW)

	9時	10時	11時	12時	13時	14時	15時	16時
ピーク対応供給力(予備率8%含む)	1,167							
各時間毎の残余需要(需要-太陽光出力)	803	775	779	787	769	817	869	936
差( = - )〔昼間帯出力増加余力〕	364	392	388	380	398	350	298	231
太陽光出力・需要の合成想定誤差 (2 相当値)	212	227	202	187	243	211	142	84
市場活用	111	111	111	111	111	111	111	111
調整力残( = - - ) [( )は需要比]	41 (3.9%)	54 (5.0%)	75 (6.9%)	82 (7.4%)	44 (4.1%)	28 (2.5%)	45 (4.1%)	36 (3.3%)

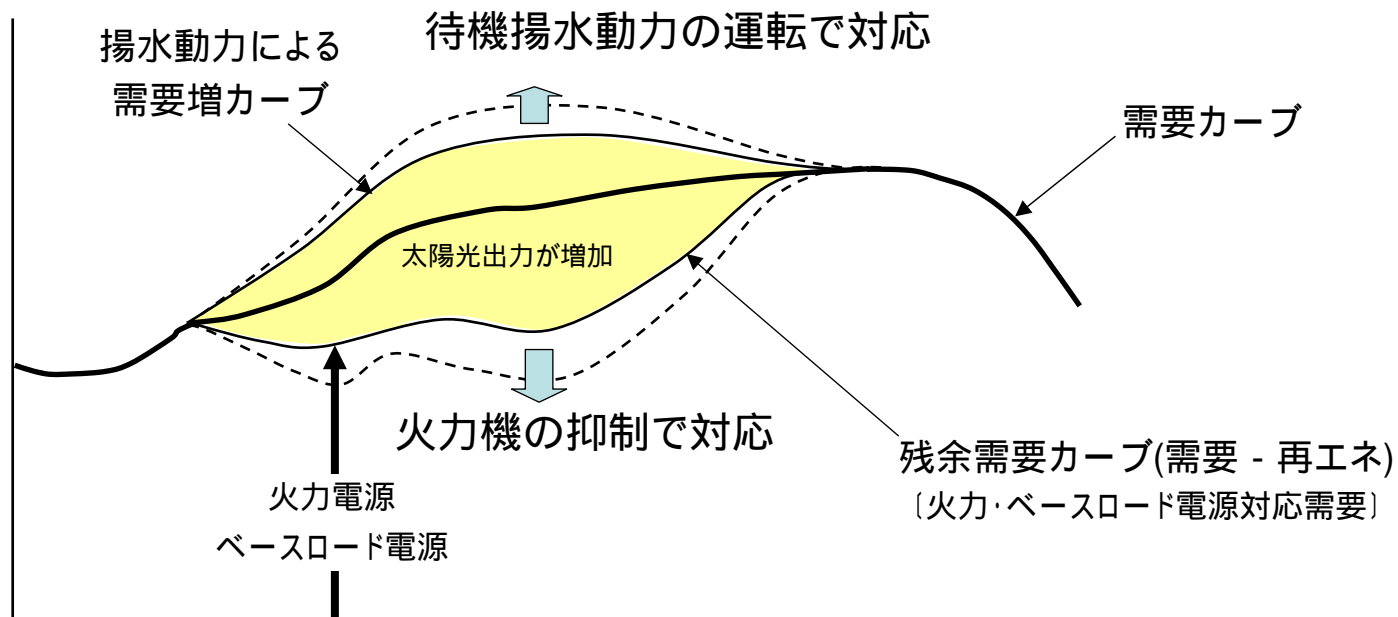
〔14時断面〕





- 0 前日計画において、最大需要想定値に対し、運転予備力8%を確保できるよう火力機等の並入電源を確定。
- 0 当日において、太陽光出力の上振れなどの時々刻々の需給調整については、待機揚水動力の運転や火力機等の最低出力までの抑制(コンバインドLNGの軸単位の解列含む)により調整。

〔下げ調整の方策〕



## 6 . H28年度の下げ調整力の確保

0 H28年度の想定需要と供給力において、各月13時断面で調整力が確保可能か確認した結果、余力があることを確認できた。

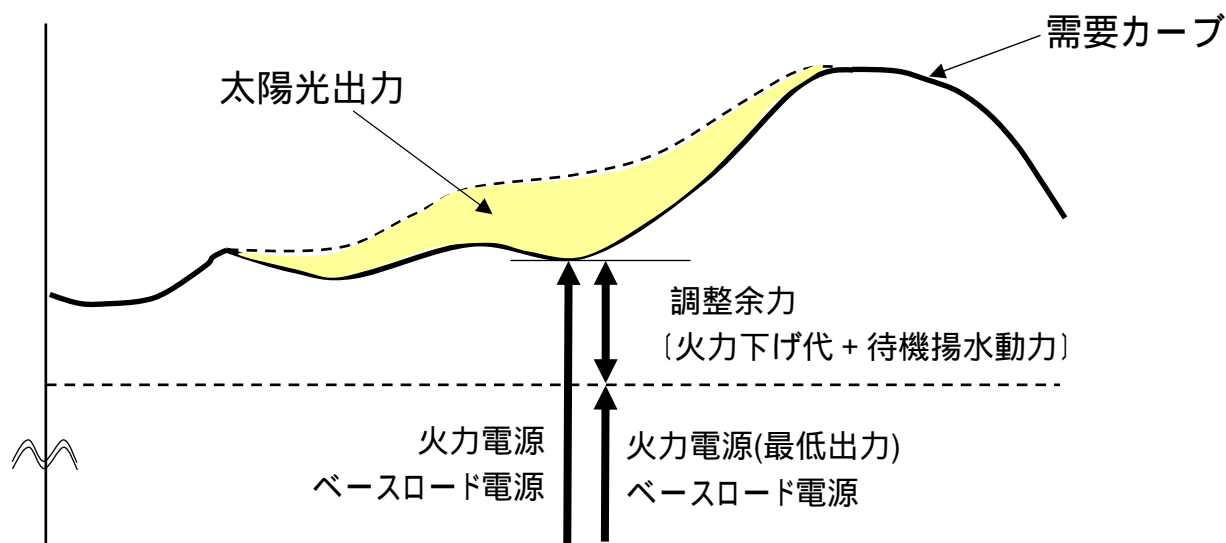
〔各月13時断面での調整残確認状況〕

(万kW)

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
13時の調整余力 (火力機下げ余力+待機揚水動力)	447	263	290	449	426	318	222	425	413	549	301	320
太陽光出力・需要の合成想定 誤差(2 相当値)	127	57	121	149	146	149	153	140	148	254	143	277
調整力残( = - ) 〔( )は13時需要比〕	320 (39.1%)	206 (26.4%)	169 (20.2%)	300 (29.8%)	280 (25.1%)	169 (18.0%)	69 (8.6%)	285 (34.5)	265 (28.0%)	295 (33.1%)	158 (17.7%)	43 (5.2%)

(注1)火力機の下げ余力は、太陽光出力・需要の合成誤差(2 相当値)発生日の13時出力率から太陽光出力(13時出力率×設備容量)を算定し、各月、昼間最低需要日(休日)の13時断面における火力機出力と当該火力機の最低出力の差をとったもの

(注2)待機揚水動力は昼間揚水動力及びH28年度計画補修停止を除いたもの



## 6 . H28年度の下げ調整力の確保

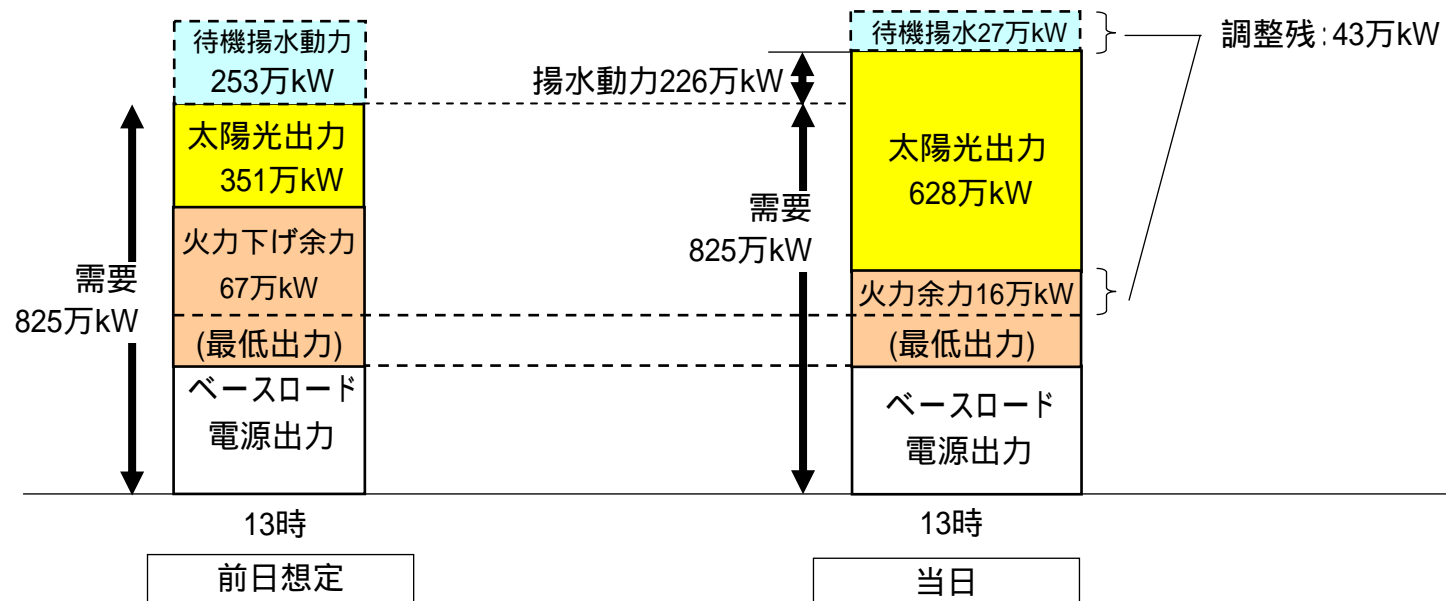
- 0 最も余力が少ない3月において、昼間の各時間毎に調整力が確保可能か確認した結果、余力があることを確認できた。

〔H29年3月休日の需給調整の確認〕

(万kW)

	9時	10時	11時	12時	13時	14時	15時	16時
13時の調整余力 (火力機下げ余力+待機揚水動力)	392	358	330	325	320	312	330	417
太陽光出力・需要の合成想定 誤差(2 相当値)	31	47	137	244	277	229	83	40
調整力残( = - ) 〔( )は需要比〕	361 (42.6%)	311 (36.4%)	193 (22.7%)	81 (9.7%)	43 (5.2%)	83 (10.2%)	247 (30.7%)	377 (46.8%)

〔13時断面〕



## 7. 必要な調整速度の確保

- 0 太陽光出力と需要の変動が重なる年間最大の2月に、1時間あたり210万kW程度の調整力が必要。
- 0 これに対応して、揚水、コンバインドLNGなど、調整幅が大きく、対応速度の早い電源等を最大限活用して調整を行う。

〔調整力〕

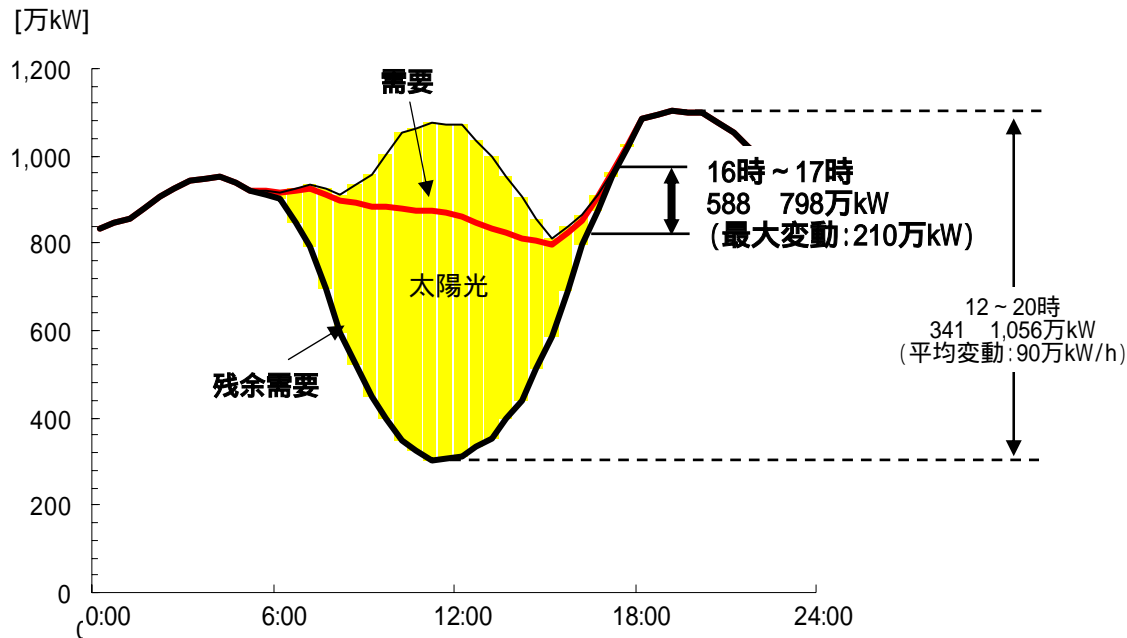
電源種別 〔 〕は設備容量(万kW)		最大調整力	2月休日の最大変動 (16～17時: +210万kW)
水力(貯水式) 〔上椎葉9、一ツ瀬18、電発川内川12〕		0 39万kW(最大) 〔調整時間:約10分(調整幅:約4万kW/分)〕	20 25万kW (+5万kW)
揚水	発電 〔大平50、天山60、小丸川120〕	0 230万kW(最大) 〔調整時間:約40分(調整幅:約6万kW/分) 指令～最大出力5分/台の順次起動〕	- (緊急上げ調整)
	揚水動力 〔大平 52、天山 65、小丸川 136〕	0 253万kW(最大) 〔調整時間:約80分(調整幅:約 3万kW/分) 指令～最大出力10分/台の順次起動〕	- (緊急下げ調整)
LNG	新小倉 〔60×3台〕	36(最低) 180万kW(最大) 〔調整時間:約70分(調整幅:約2万kW/分)〕	25 55万kW (+30万kW)
	新大分 〔1号系列(6軸):69 2号系列(4軸):87 3号系列(4軸):119〕	1号 9 69万kW(6軸) 時間:約110分 2号 11 87万kW(4軸) 時間:約70分 3号 15 119万kW(4軸) 時間:約180分 〔系列内は15分間隔起動+調整時間(約15分/軸) 3系列合計の変化幅:約4万kW/分〕	1号 2軸並入 0 25 2号 3軸並入 0 65 3号 1軸並入 0 25 (+115万kW)
石炭 〔大型 苓北140、松浦70〕		32(最低) 210万kW(最大) 〔調整時間:150分程度(調整幅:約1万kW/分)〕	150 210万kW (+60万kW)
		計	合計変化量:210万kW

## 7. 必要な調整速度の確保

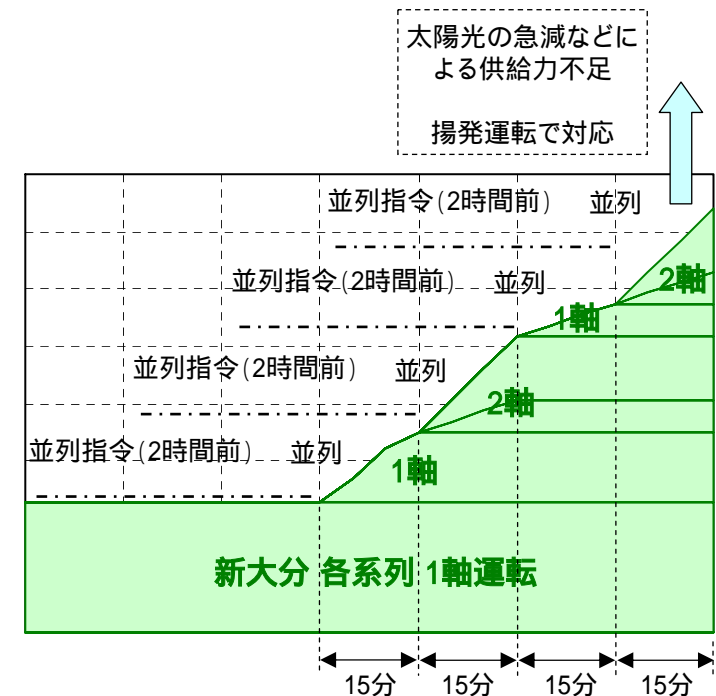
12

- 0 2月休日の夕刻には、太陽光の出力減少と点灯ピークに向け需要の増加が重なる。これに対し、1～2時間先の太陽光出力と需要を想定しながら、コンバインドLNGの起動指令を出しつつ、15分間隔で並列させる必要がある。
- 更に、太陽光出力の急減などに対し、揚発を活用して調整するなど、非常に厳しい運用を行う必要がある。
- 0 当社は衛星画像による太陽光出力の短時間予測の導入等を行い、精度向上に取り組む。

【残余需要の変動状況】



【コンバインドLNGの追加運転パターン】



- 前日計画段階からの太陽光出力・需要の合成想定誤差への対応を評価した結果、次により安定供給が可能な見通し。
  - ・ 上げ調整方向については、昼間帯に太陽光出力の想定誤差が大きいものの、火力機等の出力の増加が可能
  - ・ 下げ調整方向については、待機揚水動力の増加や火力機の出力の抑制による対応が可能
  - ・ 最大で1時間あたり210万kW程度の時間変動が生じるが、コンバインド等の火力機と揚水等の従来電源を最大限活用することにより、変動に追従することは可能
- 今後、太陽光の接続連系増加に伴い誤差量が大きくなることから、必要な調整力の考え方や調整力の確保方策についての検討が必要。

なお、太陽光出力の想定誤差を小さくする、予測精度の向上に引き続き取り組む。