

時間前市場等のあり方について

第62回 制度設計専門会合 事務局提出資料

令和3年6月29日（火）



本日も議論いただきたいこと

- 時間前市場は、スポット市場後から実需給 1 時間前までの需給変動等への対応に活用されているところ、FIP制度の導入や再生可能エネルギーの増加等を見据えた、時間前市場のあり方の検討が必要となっている。
- こうした背景を踏まえ、第51回制度設計専門会合（令和2年10月20日開催）において、時間前市場のあり方について議論いただいたところ。その結果、発電機の起動特性や再エネ予測のタイミング等を踏まえて、時間前市場におけるシングルプライスオークション（以下、SPA）の導入やそのタイミング・頻度について検討することとされた。
- 時間前市場におけるSPA実施タイミングや頻度については、実需給に近くなるほど再エネ発電量の予測誤差が小さくなる一方で、実需給に近くなるほど起動が間に合う火力電源が減少するというトレードオフ関係が生じる。とりわけ、再エネに占める太陽光の比率が大きく、起動に長い時間を要する火力ユニットが占める割合が諸外国よりも高いという我が国特有の事情を踏まえると、このトレードオフ関係の考慮が重要となる。
- こうしたことから、我が国の発電機の起動特性の調査、過去の実績に基づく太陽光予測誤差の分析、諸外国における時間前市場にかかる実態調査を実施した。本日、その調査結果をご報告させていただき、時間前市場におけるSPAの具体的実施時間等についてご議論いただきたい。

コンバインド発電機	起動に4~5時間を要する
汽力発電機	起動に8~10時間を要する
揚水発電機	汲み上げに10~14時間を要する
(参考：欧米) ガスタービン	30分~2時間

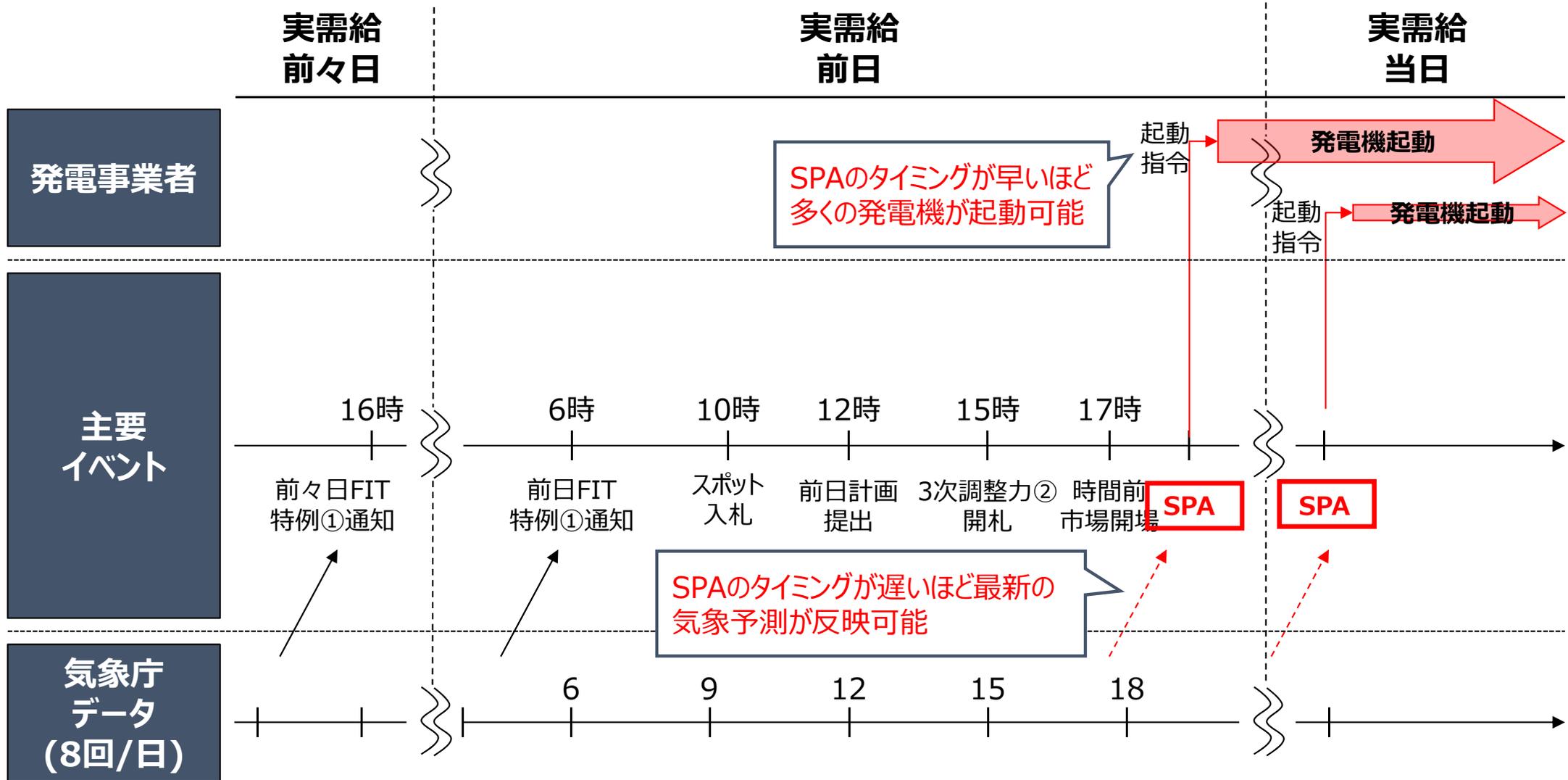
(資料) 第38回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料3-2

- 買入札と売入札のマッチングの強化のため、ザラバに併設する形でシングルプライスオークションを導入するべきではないか。
 - ↳ ザラバ方式においては、アイスバーグによる売入札を実施することが経済合理的な行動であるところ、大量の取引を短時間で行うには必ずしも適していない可能性がある。
 - ↳ 諸外国（イギリス・ドイツ等）においても、時間前市場において、ザラバとシングルプライスオークションを併設している事例あり。
- また、シングルプライスオークション導入する際には、以下の点を考慮する必要があるか。
 - 発電機の起動特性について
 - 発電機の起動のためには、燃種に応じて一定の起動時間が必要（実需給までの時間が長いほど多くの発電機の起動が可能になる）。
 - 発電機の新たな起動を前提とすると、時間前市場へのブロック入札の導入についても検討が必要。
 - 再エネ予測のタイミングについて
 - 気象庁からの予測（3時間毎、1日計8回）を受けて、実需給に近くなるほど予測精度が高まる（実需給に近いタイミングの方が再エネ予測誤差は小さくなる）。
 - 三次調整力②について
 - 2021年度から開始される三次調整力②取引において、前日14時入札、15時開札のタイミングで一定の調整力が取引されることとなる。
- ⇒ このような要素を踏まえた上で、SPAのタイミング・頻度についてどのように考えるべきか（発電機の起動特性については、今後、発電事業者への詳細な実態調査が必要）。

(参考) SPAの導入にあたっての考慮事項について

第51回制度設計専門会合
資料6より抜粋

<SPAを導入した場合のフロー>



(参考) 将来的な市場環境変化を見据えた時間前市場の在り方

- 2020年7月の基本政策小委において、インバランス料金制度の見直しやFIP制度の導入に伴う市場環境の変化に対応するため、時間前市場の活性化の一環として、買い入札と売り入札とのマッチングの強化するための施策として、SPAの導入が提案されたところ。

【論点3】時間前市場の活性化

第27回電力・ガス基本政策
小委員会資料6-1より抜粋

- 前頁の全体像で記載のとおり、BGによる計画遵守を促すとともに、アグリゲーターの参入促進等を通じた調整力・予備力の確保等の観点から、時間前市場の活性化が重要になると考えられる。
- この点、インバランス料金制度の見直しによって、BGによる買いニーズが高まるとともに、FIP制度の導入により再エネの取引ニーズが高まってくると考えられる。こうした市場環境の変化や、売り買い双方の事業者の入札状況、我が国の発電機の特性※等を踏まえつつ、今後の時間前市場の活性化について、検討が必要ではないか。

※：P24下表参照

- 具体的には、過去に専門会合で下記の事項を含め検討が行われてきたところ、今後、専門会合における議論とも連携しつつ、検討を進めていくこととしてはどうか。

i. 買い入札と売り入札とのマッチングの強化

→短期間で大きなロットを取引できる取引方法（シングルプライスオークション）の導入 等

ii. 再エネ予測誤差を実需給直前まで調整するための円滑な取引の実現

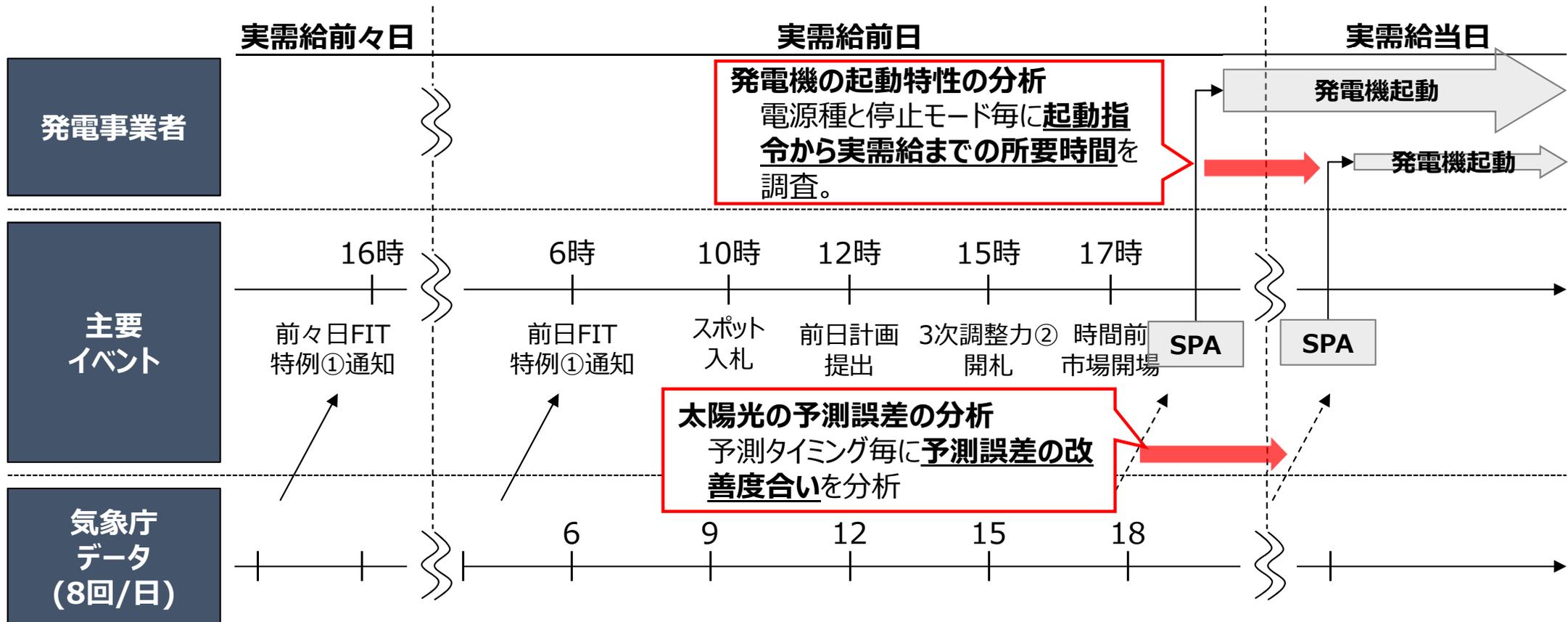
→GC直前まで時間前取引を円滑化するため、取引結果の計画反映に係る課題の整理 等

1. 調査結果のご報告

今回の調査・分析の概要

- 検討にあたり、発電機の起動特性や、太陽光の予測誤差について以下のとおり調査・分析。
 - **発電機の起動特性調査**：SPA約定後、発電機が起動するまでには一定のリードタイムが必要になることに鑑み、時間前SPAに入札する電源の起動特性を調査。
 - **太陽光の予測誤差分析**：太陽光の需給調整ニーズを把握するため、前日6時のFITインバランス特例①通知時点と比較して、予測タイミング毎の予測誤差の改善度合いを分析。
- 加えて、諸外国の時間前市場における制度、取引量等の実態調査を実施した。

SPAを導入した場合のフローと分析の概要



2. 調査結果のご報告

1) 発電機の起動特性、太陽光の予測誤差 にかかる調査・分析について

発電機の起動特性調査について

- 発電機の起動特性にかかる調査の概要は以下の通り。

➤ 調査概要

- ✓ 時間前SPAに入札しうる**停止電源の起動には一定のリードタイムが必要**となるため、電源種毎に**起動指令から定格出力に達するまでの起動特性**を調査した。

➤ 利用データ

- ✓ 旧一電・JERA・電源開発を対象として、火力・水力発電所*¹の全ユニットについて、**ユニット毎の発電機の停止モードに応じた起動特性データ***²の提出を依頼。
- ✓ 電源の起動特性は、**前回の停止からの経過時間によって変化**するため、以下の停止モードを想定し、**各停止モードから起動指令をかけた際に、定格出力に達するまでの所要時間をそれぞれ調査**した。

➤ 分析内容

- ✓ **電源種（石油・ガス火力／石炭火力／水力・揚水）、停止モード（日次停止（8時間）*³／週末停止（48時間）*⁴／定検等（72時間以上）*⁵）**毎に、起動指令から一定時間経過した時点で、どれだけの電源が定格出力まで起動可能かを分析した*⁶。

*1：時間前市場への入札が想定されうる電源。原子力は通常起動操作に24時間以上かかることから、本調査の対象より除外。

*2：事業者名/発電所名/ユニット名/定格出力/電源種別/停止モード毎の定格出力までの所要時間を一式で受領。

*3：日々の需給バランスに応じて起動・停止を切り替えるユニット。停止後8時間経過したユニットを想定。DSS（Daily Start and Stop）とも呼ばれる。

*4：需要の多い平日に起動し、週末には停止するユニット。停止後2日間（48時間）経過したユニットを想定。

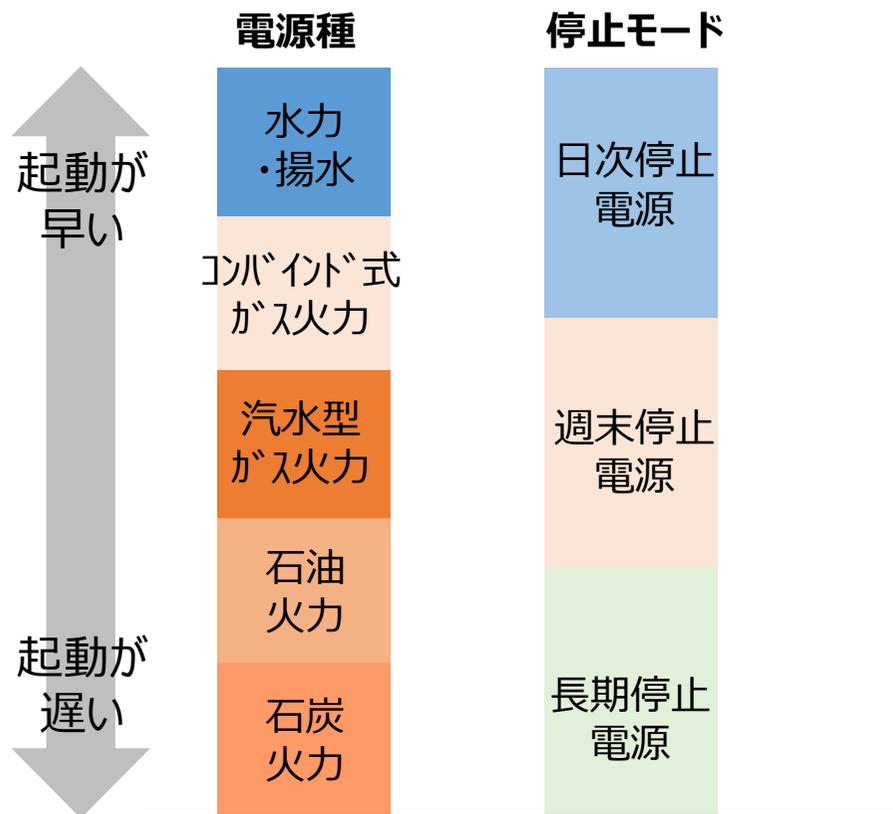
*5：定期点検等、中長期に渡って停止するもの。停止後3日間（72時間）経過したユニットを想定。

*6：例えば、①定格出力100万kWで停止後8時間状態での起動時間が180分の電源 ②定格出力50万kWで停止後8時間状態での起動時間が90分の電源がある場合、起動可能容量を以下のように計算した。起動指令後1.0時間時点：0 kW（①②ともに未起動）、起動指令後1.5時間時点：50万kW（②のみ起動）、起動指令後3.0時間時点：150万kW（①②ともに起動）

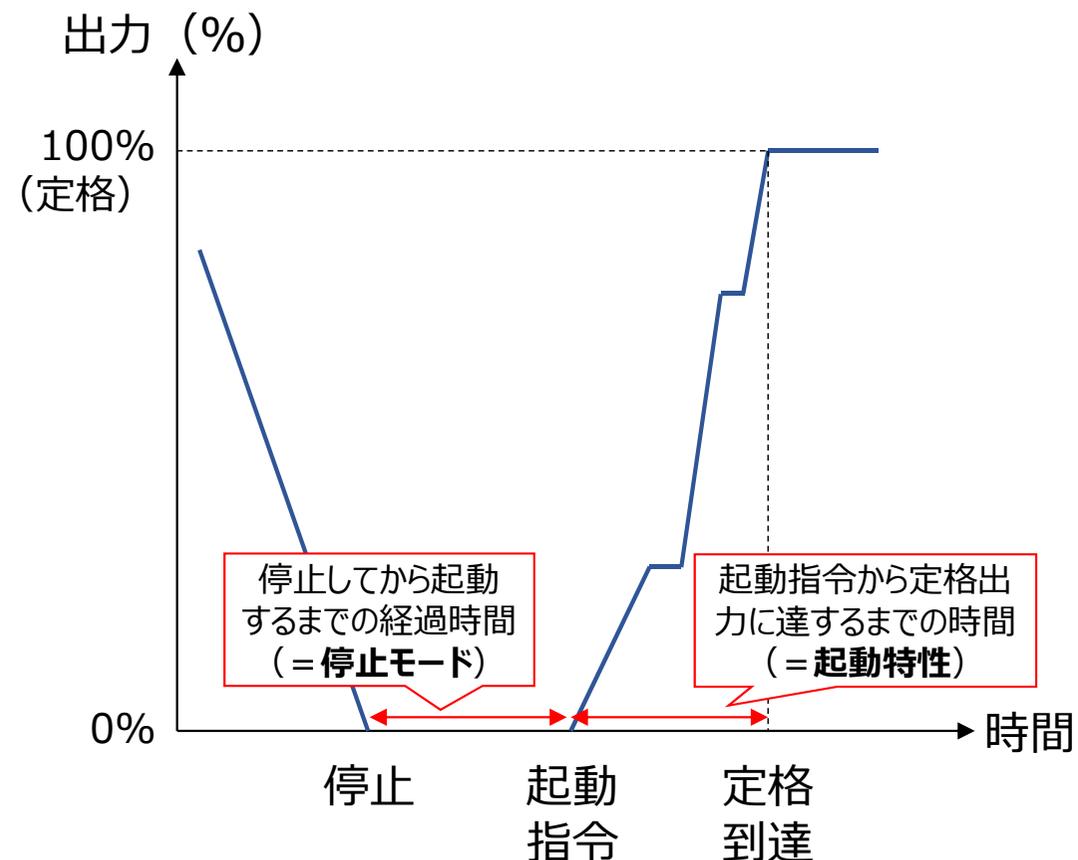
(参考) 発電機の起動特性の調査内容について

- 起動指令をかけてから、定格出力に達するまでの時間（＝起動特性）は、一般に**電源種**と**停止してから起動するまでの経過時間（＝停止モード）**の2つの要素によって決定されるため、旧一電・JERA・電源開発に対し、**発電ユニット毎に電源種や停止モードに応じた起動特性**を調査した。

発電機の起動特性の構成要素



発電機の起動特性のイメージ



分析結果 電源種、停止モード別の発電機の起動特性

- 起動指令後一定時間経過後における起動可能容量を計算した結果、**起動指令の12時間後**には**日次停止・週末停止状態の石油火力と、コンバインド式ガス火力**の**70%以上が起動可能**であることが確認された。
- 更に、**起動指令後18～24時間後**には、**日次停止・週末停止状態の石油火力・汽力式ガス火力**の**80%以上が起動可能**であることが確認された。

電源種毎の起動特性の分析結果

70%~85%、85%~100%

電源種	総容量 (GW)	停止モード	起動指令からの経過時間毎の起動電源の割合							
			3時間後	6時間後	9時間後	12時間後	18時間後	24時間後		
石油・ガス火力計	85GW	全停止モード平均*1	24%	47%	64%	71%	88%	91%		
		コンバインド式ガス火力	46GW	日次停止	81%	87%	93%	93%	100%	100%
			週末停止	34%	71%	93%	93%	100%	100%	
			定検等	0%	39%	73%	87%	98%	98%	
汽力式ガス火力	30GW	日次停止	19%	45%	51%	63%	95%	95%		
		週末停止	0%	18%	32%	42%	73%	85%		
		定検等	0%	6%	26%	26%	52%	66%		
石油火力	9GW	日次停止	19%	66%	71%	93%	93%	93%		
		週末停止	0%	8%	45%	72%	82%	82%		
		定検等	0%	0%	0%	7%	62%	62%		
石炭火力*2	26GW	全停止モード平均	3%	9%	16%	33%	46%	51%		
水力・揚水	32GW	全停止モード平均	100%							

起動指令後**12時間**以上経過すると、**70%以上起動可能**。

コンバインド式ガス火力の方が汽力式よりも起動が早く、**9時間後**には**日次停止・週末停止**ユニットの**90%以上**が起動可能。

石油火力も**12時間**以上経過すると、**日次停止・週末停止**のユニットの起動可能量が増加。

*1：全停止モード平均は3種類の停止モードの起動電源割合の平均値。 *2 石炭火力は限界費用の低いベースロード電源であり、基本的にはスポット市場時点で約定するため、詳細分析の対象外とした。 11

太陽光の予測誤差の分析について

- 太陽光の予測誤差の分析の概要は以下の通り。

➤ 分析概要

- ✓ 太陽光の発電量は、実需給断面までは正確に予測できず、**予測と実績の差分（予測誤差）が生じる**が、予測タイミングが実需給に近づくほど、この差分は小さくなる。
- ✓ そのため、時間前市場でSPAを実施する場合、**SPA実施時点での太陽光の予測誤差が、スポット入札時点での予測誤差と比較して、どの程度低減されるかが重要**となる。
- ✓ 本分析では**予測タイミングに応じた太陽光の予測誤差低減の程度**を分析した。

➤ 利用データ

- ✓ 一般送配電事業者より、**2020年4月～2021年3月^{*1}における、予測タイミング^{*2}毎（前日6時FITインバランス特例①通知時点、前日15時、前日21時、当日3時）の太陽光の発電量の予測および発電量実績データ**を受領。

➤ 分析内容

- ✓ 時間前市場への**SPA導入による効果**が特に大きいのは、**予測誤差の大きい日**だと考えられることから、**年間で予測誤差の最も大きかった上位5日間**を抽出して分析^{*3}。同5日間における各コマ平均の予測誤差について、**予測タイミング毎に予測誤差がどれだけ低減したか**を計算した。
- ✓ 加えて、1年間の**予測誤差の標準偏差**を計算した。

*1：2020年4月からFITインバランス特例①の配分通知が前日朝6時に変更となったため、同時期から1年間分のデータを利用。

*2：予測タイミングについて、スポット市場以降の予測タイミングとしては前日15時、18時、21時には多くの者が予測を行っているため、これらの時間帯での予測を基に計算を行った。そのタイミングで予測を行っていない者については、最も近い時刻の予測の横置きや、前後の時間の平均値を計算する等によって計算した。

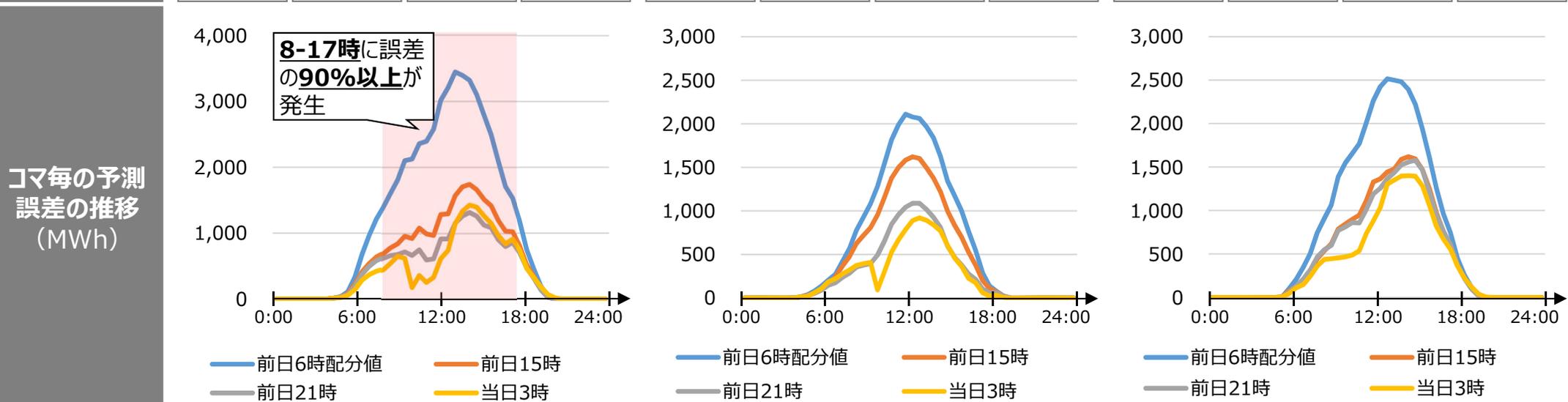
*3：日単位・コマ単位での予測誤差を計算し、全国合計および東エリアと西エリア（東エリアは北海道・東北・東京エリア、西エリアは中部・北陸・関西・中国・四国・九州を含む）として集計。スポット入札時点（前日6時のFITインバランス特例①通知時点の予測）において、1年間で最も予測誤差の大きかった上位5日間の予測誤差を抽出した。

分析結果① 太陽光の予測誤差上位5日間の分析

- 2020年度において、前日6時時点で予測誤差が最も大きかった上位5日間*1の予測誤差を分析。
- 予測タイミングによる1日の最大予測誤差の改善度*2は、前日6時時点の予測誤差と比較して、**前日15時時点で54%、前日21時では66%、当日3時では67%の改善**が見られた（全国）。
- なお、**予測誤差は12時頃が最も大きく、その大宗は、8時～17時に発生**していた。

太陽光の予測誤差量の上位5日の平均予測誤差

エリア・時間	全国(13:00-13:30)				東エリア(12:00-12:30)				西エリア(13:00-13:30)			
	前日6時	前日15時	前日21時	当日3時	前日6時	前日15時	前日21時	当日3時	前日6時	前日15時	前日21時	当日3時
最大予測誤差 (MWh)	3,444	1,574	1,160	1,150	2,110	1,583	1,042	785	2,515	1,443	1,366	1,304
誤差改善率 (%)	-	54%	66%	67%	-	25%	51%	63%	-	43%	46%	48%



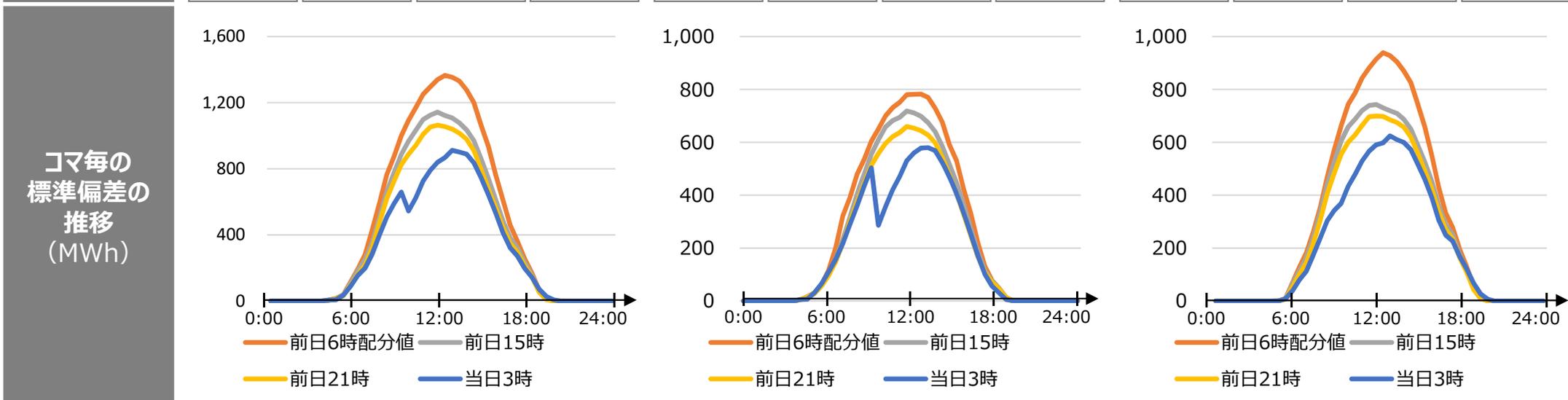
*1：48コマの予測誤差の単純合計が最も大きかった日を抽出。全国では9/23・6/22・6/21・4/17・7/26、東エリアでは5/20・6/13・6/22・9/13・5/9の順に、西エリアでは6/21・7/26・11/30・7/1・3/28の順に予測誤差が大きかった。*2：FITインバランス特例①通知時点からの予測誤差の減少量÷FITインバランス特例①通知時点での予測誤差量にて計算。

分析結果② 太陽光の予測誤差の標準偏差分析

- 2020年度における予測誤差の標準偏差*1を確認したところ、下図の通り。
- 予測タイミングによる予測誤差の標準偏差は、前日6時時点の予測と比較して、**前日15時時点で18%、前日21時では23%、当日3時では36%の減少**が見られた（全国）。
- 前頁と同様に、**予測誤差の標準偏差は12時頃が最も大きい。**

太陽光の予測誤差の標準偏差の分析

エリア・時間	全国(12:30-13:00)				東エリア (13:00-13:30)				西エリア (12:30-13:00)			
	前日 6時	前日 15時	前日 21時	当日 3時	前日 6時	前日 15時	前日 21時	当日 3時	前日 6時	前日 15時	前日 21時	当日 3時
標準偏差 (MWh)	1,365	1,123	1,056	867	783	698	644	578	939	730	698	598
偏差減少率 (%)	—	18%	23%	36%	—	11%	18%	26%	—	22%	26%	36%



*1：予測タイミング毎・コマ毎に、1年分（365日分）の予測誤差を母集団として標準偏差を計算。

発電機の起動特性・太陽光の予測誤差の分析まとめ

- 前日17時（時間前市場開場時）、前日21時、当日朝3時のタイミングで起動指令が発令された場合における、日中時間帯（8・12・17時）の起動される火力電源*1の割合をまとめると、以下の通り。

起動指令タイミング毎の起動可能電源の割合

起動指令 タイミング	項目	需給タイミング			最大予測誤差 改善率*3(%)
		8時	12時	17時	
前日17時 (前日15時 の予測)	起動指令 からの経過時間	15時間	19時間	24時間	54%
	起動可能 電源の割合*2	79%	90%	91%	
前日21時	起動指令 からの経過時間	11時間	15時間	20時間	66%
	起動可能 電源の割合	68%	79%	91%	
当日3時	起動指令 からの経過時間	5時間	9時間	13時間	67%
	起動可能 電源の割合	37%	64%	72%	

白文字は起動される発電機の割合の改善率のうち、上位3項目。黒太字は上位5項目。

*1 調整力として期待されるガス・石油火力電源に限る。 *2 ガス火力・石油火力のうち、起動している割合。 *3 分析結果①に基づく。前日15時時点の予測値を記載。

発電機の起動特性・太陽光の予測誤差の分析まとめ（内訳）

- 前日17時（時間前市場開場時）、前日21時、当日朝3時のタイミングで起動指令が発令された場合における、日中時間帯（8・12・17時）の起動される火力電源*1の停止区分毎の割合をまとめると、以下の通り。

起動指令タイミング毎の起動可能電源の割合

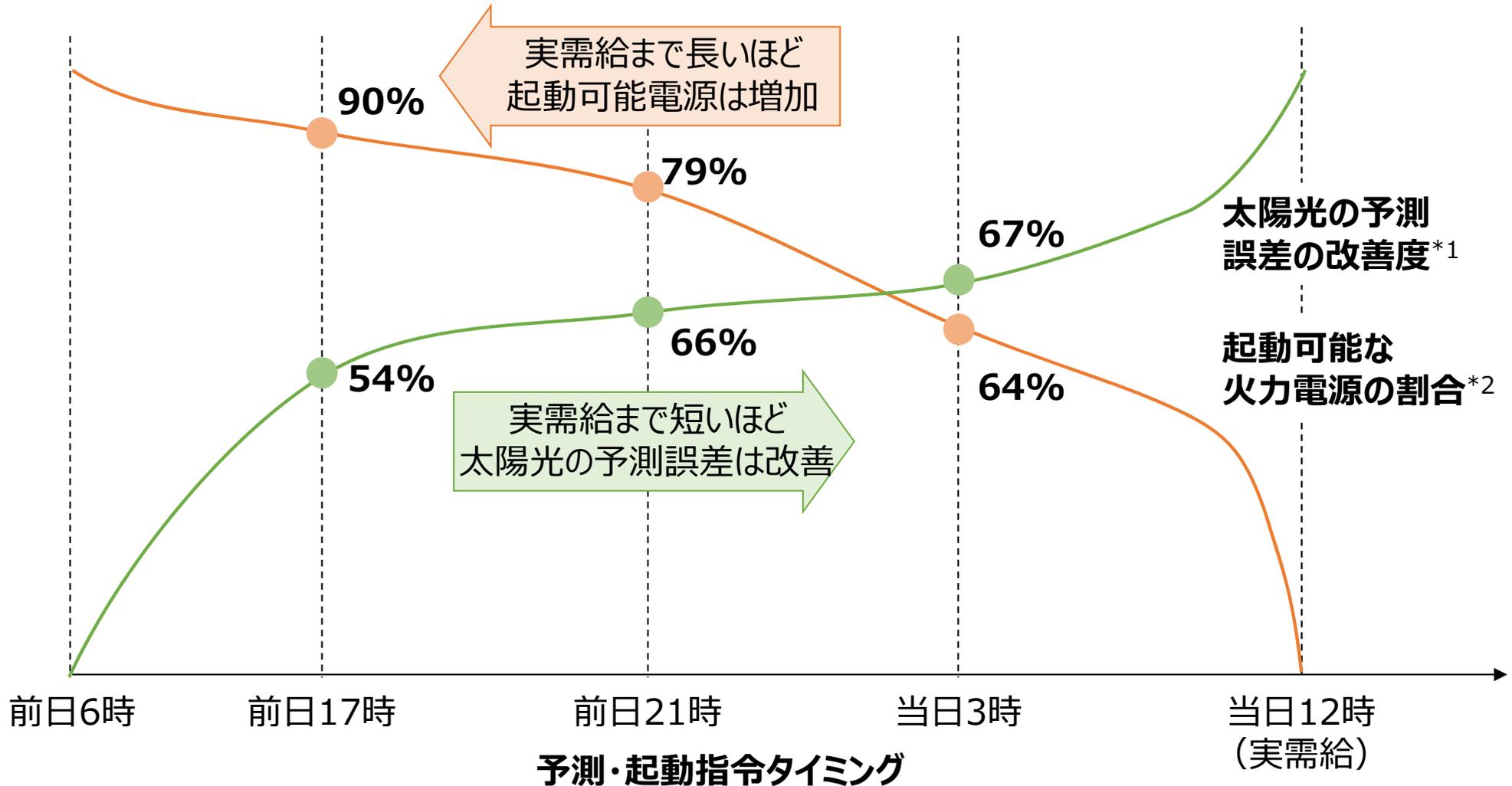
起動指令 タイミング	起動可能な火力電源（ガス・石油火力における割合*2）			最大予測誤差 改善率*3（%）
	当日8時時点	当日12時時点	当日17時時点	
①前日17時 （15時予測）	起動指令後15時間経過 平均起動可能容量：79% - 日次停止：90% - 週末停止：82% - 定検等：64%	起動指令後19時間経過 平均起動可能容量：90% - 日次停止：97% - 週末停止：92% - 定検等：79%	起動指令後24時間経過 平均起動可能容量：91% - 日次停止：97% - 週末停止：93% - 定検等：83%	54%
②前日21時	起動指令後11時間経過 平均起動可能容量：68% - 日次停止：80% - 週末停止：70% - 定検等：52%	起動指令後15時間経過 平均起動可能容量：79% - 日次停止：90% - 週末停止：82% - 定検等：64%	起動指令後20時間経過 平均起動可能容量：91% - 日次停止：97% - 週末停止：83% - 定検等：83%	66%
③当日3時	起動指令後5時間経過 平均起動可能容量：37% - 日次停止：66% - 週末停止：31% - 定検等：15%	起動指令後9時間経過 平均起動可能容量：64% - 日次停止：76% - 週末停止：67% - 定検等：49%	起動指令後13時間経過 平均起動可能容量：72% - 日次停止：83% - 週末停止：75% - 定検等：58%	67%

*1 調整力として期待されるガス・石油火力電源に限る。 *2 ガス火力・石油火力のうち、起動している割合。 *3 分析結果①に基づく。前日15時時点の予測値を記載。

発電機の起動特性・太陽光の予測誤差の分析まとめ（イメージ図）

- 前頁の①前日17時（時間前市場開場時） ②前日21時 ③当日朝3時のタイミングで起動指令が発令された場合のうち、当日12時の需給に対する分析結果は下図の通り。

起動可能電源・太陽光の予測誤差改善度の推移（イメージ図）



*1：予測誤差の改善度合いは全国での最大予測誤差平均値を記載。

*2：ガス・石油火力の総容量に対する起動割合。平均起動可能容量として、各停止モードの起動可能容量の平均値を計算。

1. 調査結果のご報告

2) 諸外国における時間前市場の実態について

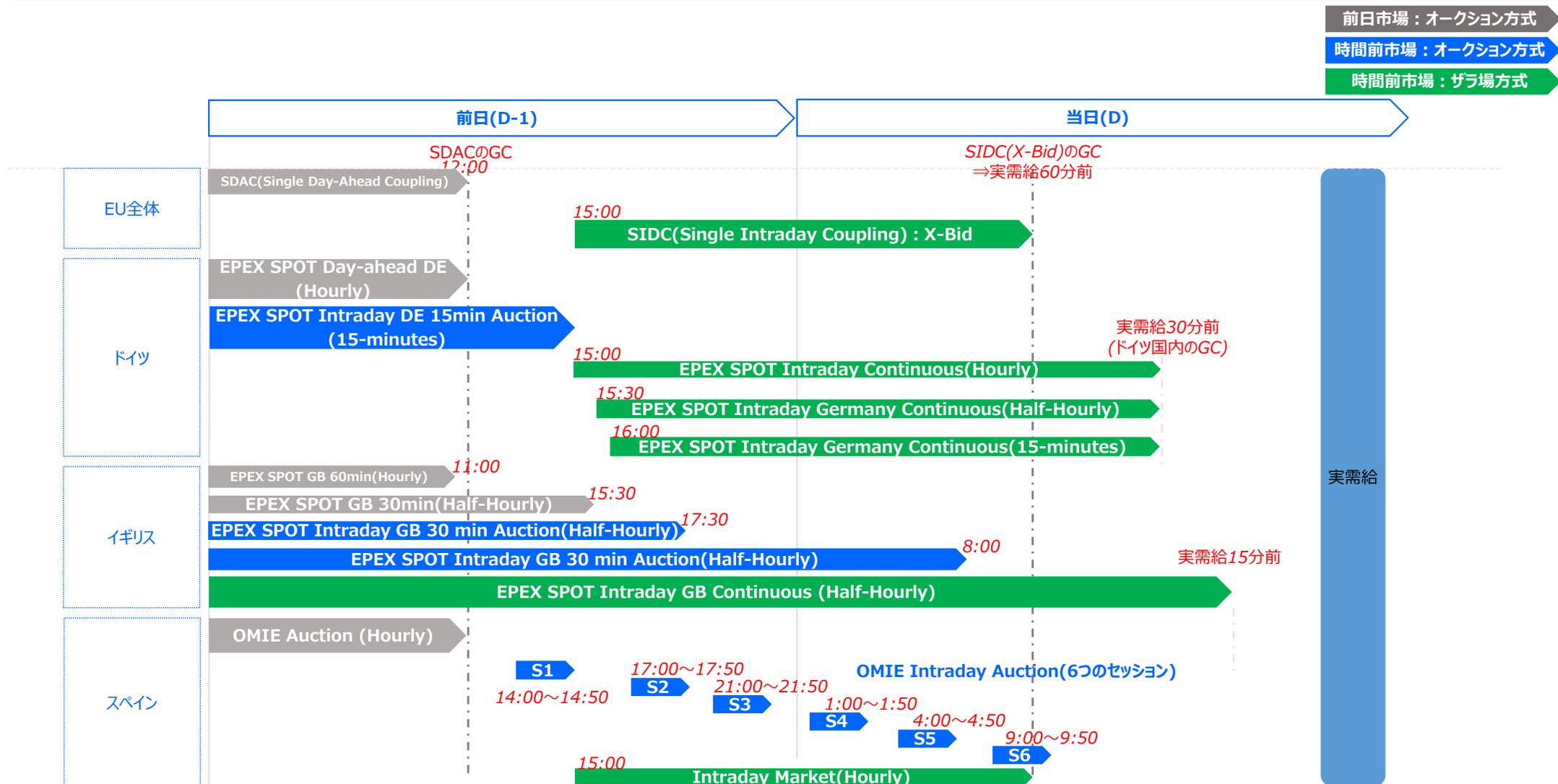
欧州諸国における当日市場(intraday market)の実施状況

- 諸外国では、時間前市場においてシングルプライスオークションとザラバ市場を併設している国が存在。フランスでは2020年10月よりSPAが導入され、EU域大での統合市場でのSPA導入も検討が進んでいる。

	ドイツ	イギリス	スペイン	フランス	北欧
スポット市場 (Day-ahead)					
取扱商品	60分単位商品、ブロック商品。事前定義商品として、4,6,8,12,24時間単位など計16商品	30分単位、60分単位、ブロック商品。事前定義商品として、計7商品が存在(ベース、ピーク、オフピーク、夜間等)	60分単位商品、別途規定	60分単位商品、ブロック商品。事前定義商品として、4,6,8,12,24時間単位など計16商品	60分単位商品、ブロック商品、条件付きブロック商品
入札締切 (GC時間)	前日12:00	前日11:00 (60分単位商品) 前日15:30 (30分単位商品)	前日12:00	前日12:00	前日12:00
時間前市場ザラバ (Intraday Continuous)					
取扱商品	15分単位、30分単位、60分単位、ブロック商、品(ベースロード(24時間)、ピークロード(9-20時))	30分単位、ブロック商品(1,2,4時間単位、夜間、ピーク、ベース等多数)	60分単位	30分単位、60分単位、ブロック商品(ベースロード(24時間)、ピークロード(9-20時))	60分単位(Single hourly Orders)、ブロック商品(Block Orders)
開場時間	(ドイツ国内の場合(LTS)) ・15分単位の場合、前日16:00 ・30分単位の場合、前日15:30 ・60分単位の場合、前日15:00 (XBIDの場合) ・全商品ともに前日18:00	前日0:00	前日15:10	前日15:00	前日14時
入札締切 (GC時間)	(ドイツ国内の場合) ・実需給の 30分間前 ※一部の入札対象エリアは実需給 5分前 まで入札可能 (XBIDの場合) ・実需給の 60分間前	・30分単位: 実需給の 15分前 ・ブロック商品: 商品により異なる (実需給の 17~23分前)	実需給の 60分間前	(フランス国内の場合) ・実需給の 5分間前 (XBIDの場合) ・実需給の 60分間前	実需給の 60分間前 ※フィンランドは 実需給直前 、エストニアは 30分前
時間前市場SPA (Intraday Auction)					
導入時期	2014年	2017年	開設当初から	2020年	導入なし
取扱商品	15分単位	・30分単位 ※ブロック商品はなし	・ブロック商品(60分単位を1コマとして、最大5コマ)	30分単位	
開場時間	実需給45日前	実需給14日前	S1からS6まで6つのセッションに分けて実施。結果公表は、ゲートクローズ後、7分以内 S1:前日14:00~前日15:00締切 S2:前日17:00~前日17:50締切 S3:前日21:00~前日21:50締切 S4:当日1:00~当日1:50締切 S6:当日4:00~当日4:50締切 S6:当日9:00~当日9:50締切	実需給45日前	
入札締切 (GC時間)	前日15:00(15:15以降、結果公表)	・前日17:30 (18:10以降、結果公表) ・当日8:00(8:40以降、結果公表)		前日14:30(14:50以降、結果公表)	

(参考) ドイツ、イギリス、スペイン、EU市場における取引のタイムライン

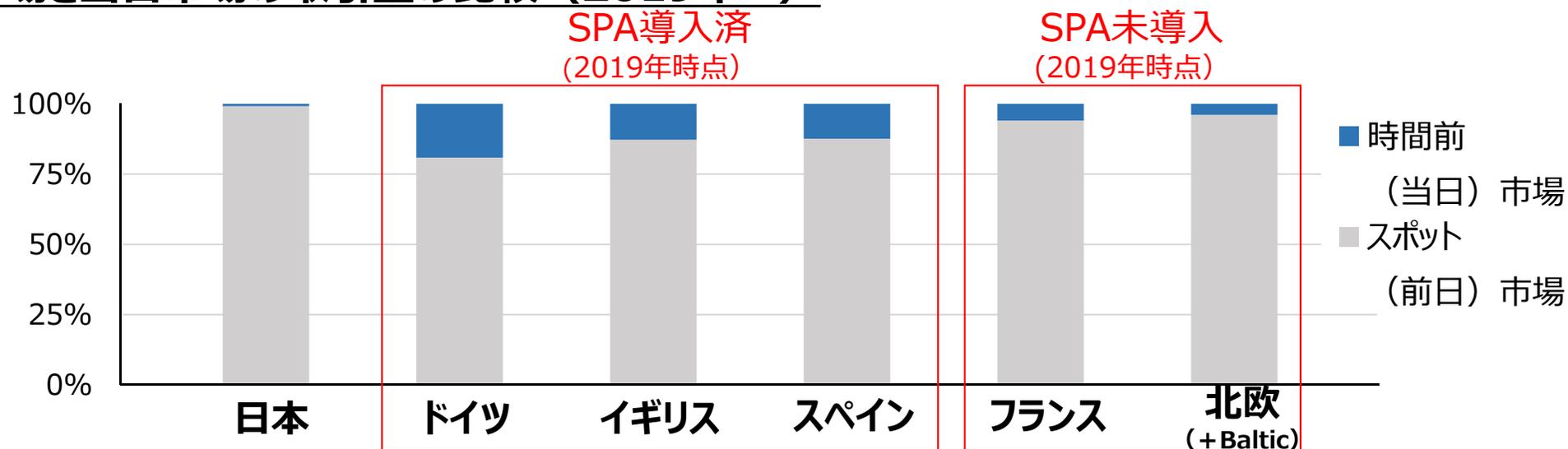
- ドイツ、イギリス、スペインおよびEU市場における取引のタイムラインは下図のとおり。
- ドイツにおいては前日15:00、英国では前日17:30及び当日8:00、スペインにおいては前日14:00から当日9:50にかけて計6回、SPAが実施されている。



スポット市場と時間前市場の取引割合の比較

- スポット・時間前市場の取引量合計に対する、2019年度の時間前市場における取引量の割合は、ドイツ・イギリス・スペインでは10~20%程度を占めているのに対し、2019年時点ではSPAが未導入であったフランスおよびSPA未導入の北欧では10%未満となっている。
- 我が国における時間前市場取引割合は現状1%未満に留まり、諸外国と比べ取引量が少ない。

スポット市場と当日市場の取引量の比較 (2019年*1)



時間前SPA導入時期	未導入	2014年	2017年	開設当初から*2	2020年*3	未導入
スポット・時間前市場取引合計(TWh/年)	295.1	280.1	168.4	282.8	120.9	397.3
スポット (前日) 市場	292.5 (99.1%)	226.4 (80.8%)	146.8 (87.2%)	247.6*4 (87.6%)	113.2	381.5 96.0%
時間前 (当日) 市場	2.6 (0.9%)	53.7 (19.2%)	21.6 (12.8%)	35.2 (12.5%)	7.7 (6.4%)	8.0程度*5 (2.0%)

出典：JEPX HP、EPEX SPOT HP、Nord Pool HP、OMIE HPより当局作成。

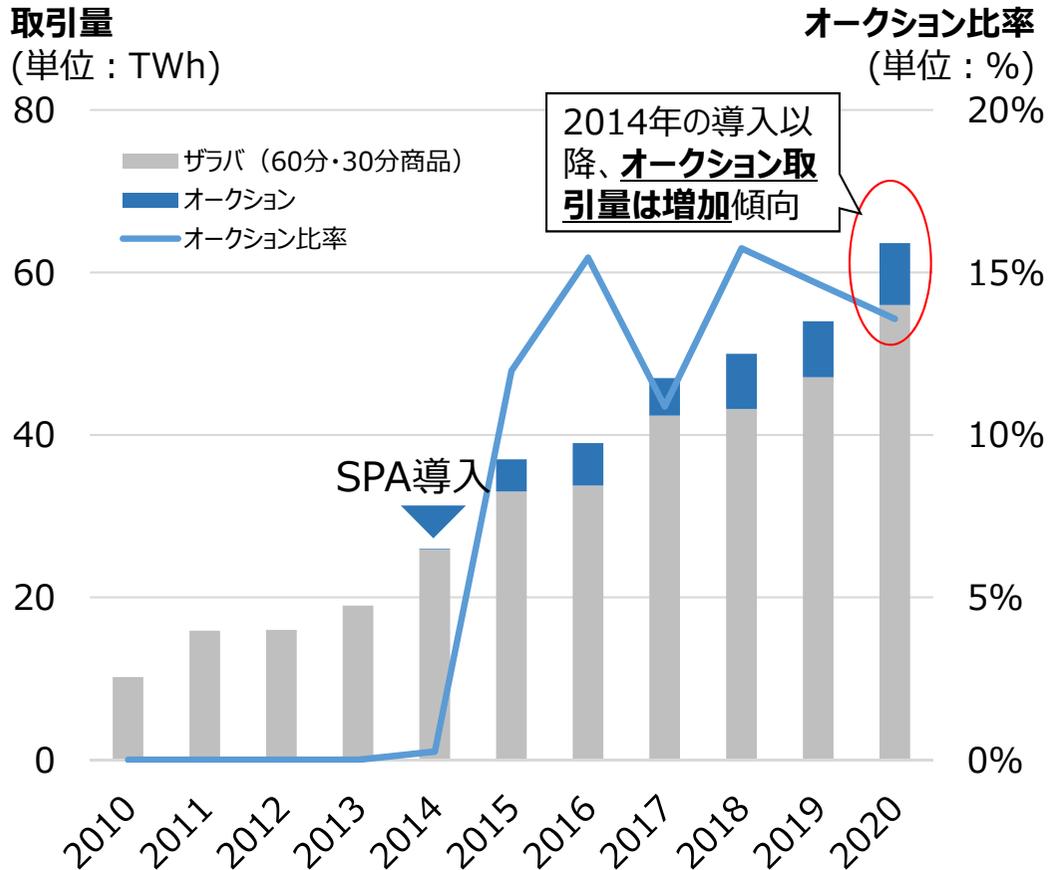
*1：取引所間でのデータ公開状況に差異があるため、比較可能な19年時点でのデータを掲載。*2：スペインでは設立当初はSPAのみで、18年にザラバが導入。

*3：フランスでは2020年10月からSPAが導入されたが、本データはザラバ取引のみのものとなる。*4：スペインは強制プール制のため、相対取引も含む。*5：北欧 + Balticにおける時間前市場の取引量はグラフデータのみ公開。

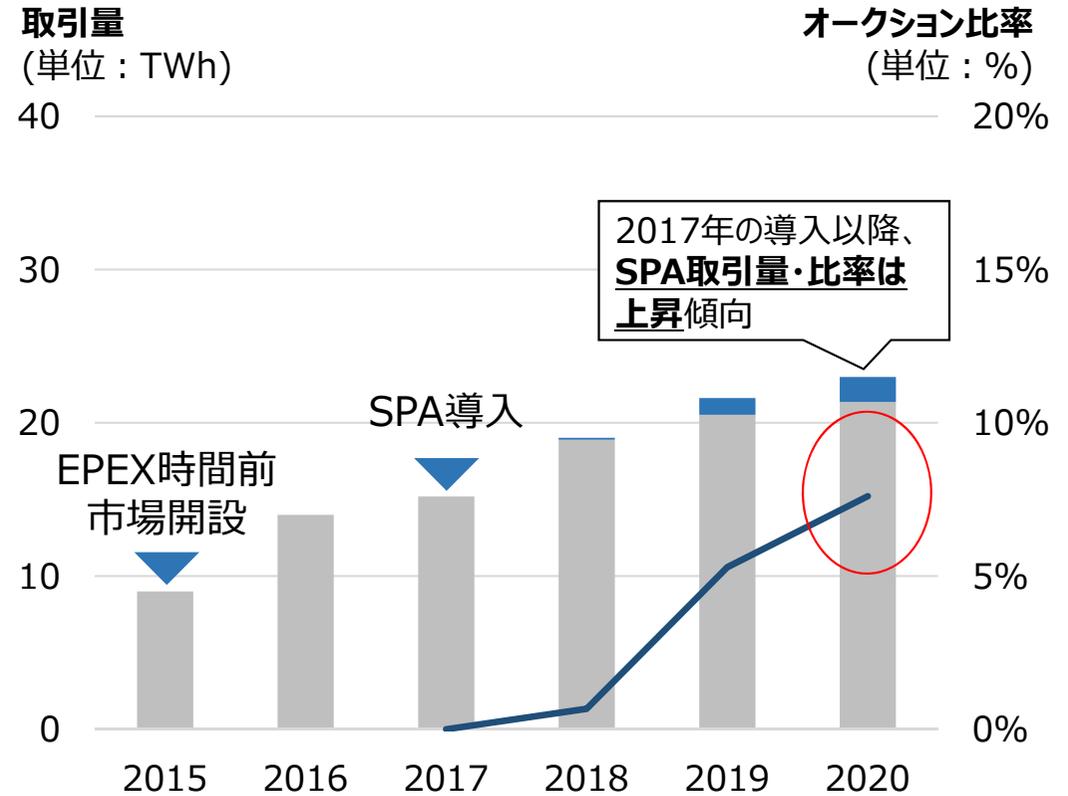
SPA導入国（ドイツ・イギリス）における取引量推移

- EPEXのドイツ市場では2014年に時間前市場にSPAを導入し、現在は当日市場における総取引量の15%程度をSPAが占める。なお、15分商品で見るとSPAの取引量はザラバよりも多い。
- EPEXの英国市場では2017年にSPAを導入し、現在は総取引量の5%以上をSPAが占める。

ドイツ*1の当日市場の取引量の推移



イギリスの当日市場の取引量の推移



*1ドイツはオーストリアと同一市場であったが、2017年に分割。本表では2016年まではドイツ+オーストラリア、それ以降はドイツのデータのみを記載
出典：EPEX SPOT HPより当局作成。

2. 今後の検討の視点

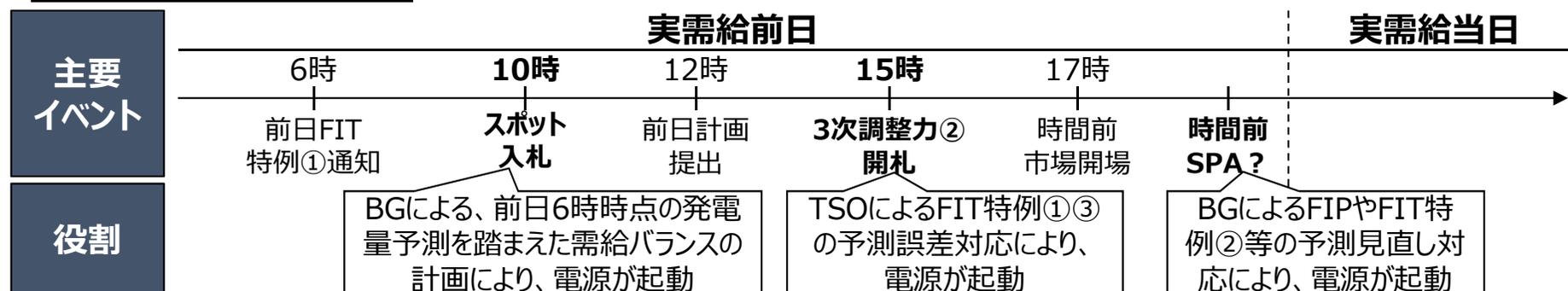
検討の視点

- 時間前市場の制度設計を検討するに当たっては、以下の検討の視点も含めて、今後検討を進めることとしてはどうか。
 - **2022年度よりFIP制度が導入**されること等から、今後、スポット市場（前日10時）以降の時間帯に市場で売買して、**発電計画や調達計画を変更するニーズが拡大**すると見込まれる。
 - 現行の時間前市場はザラ場方式であるため、市場取引を通じた火力電源の起動台数の変更は事実上困難。したがって、**時間前市場にブロック入札が可能なシングルプライスオークション（SPA）を導入し、市場を通じて火力電源の起動台数が調整される仕組み**としていくことが重要ではないか。
 - 時間前市場にSPAを導入する場合には以下の**トレードオフを考慮し、最適なタイミングとすることが重要**。したがって、15～17頁の分析結果も踏まえ、**時間前市場におけるSPAの実施タイミングや頻度の検討を今後具体的に進めていくこととしてはどうか**。
 - 太陽光の予測誤差は実需給に近くなるほど小さくなる
 - 起動が間に合う火力電源は実需給に近くなるほど減少する } トレードオフ
- ※なお、現行の仕組みでは、**時間前市場開始前に三次調整力②の調達**が行われ、**FITインバランス特例①③の予測誤差に備えるための火力電源等の起動指令がかかる仕組み**となっている。したがって、時間前市場へのSPA導入を検討する際には、**三次調整力②の調達タイミング**も合わせて検討が必要か（次頁）
- ※さらに、**スポット市場の取引タイミング**（前日10時）や**FITインバランス特例①通知時間**（前日6時）について、検討を加えることも考えられるか。
- ※これらの検討に当たっては、発電・小売事業者の**実務上の負担**等も考慮することが必要か。

(参考) 時間前市場と三次調整力②の調達との関係

- 現在、時間前市場の取引に先立ち、需給調整市場（三次調整力②）の調達が行われ、FITインバランス特例①③の予測外れに備えた火力電源等が起動される仕組みとなっている。
- これを前提として、時間前市場にSPAを導入した場合、以下の懸念が考えられる。
 - 需給調整市場で調整力を確保することにより、時間前市場に十分な売り玉が出てこない可能性
 - 需給調整市場と時間前市場の両方で調達が行われ、火力の起動台数が過大になる可能性
- こうした課題に対応するためには、例えば、以下のような点を今後検討すべきか。
 - 三次調整力②の実施時間の変更（時間前SPAの取引後に移動すること等）。
 - 三次調整力の実施タイミングに変更を加えない場合、需給調整市場で確保された調整力分について、実需給に近づき余剰が発生した場合に、時間前市場に入札できるようにすること等（その際、需給調整市場で現状一般送配電事業者が負担している Δ kW調達費用の扱いも含め、費用負担のあり方についても検討が必要か）。

市場取引のタイムライン



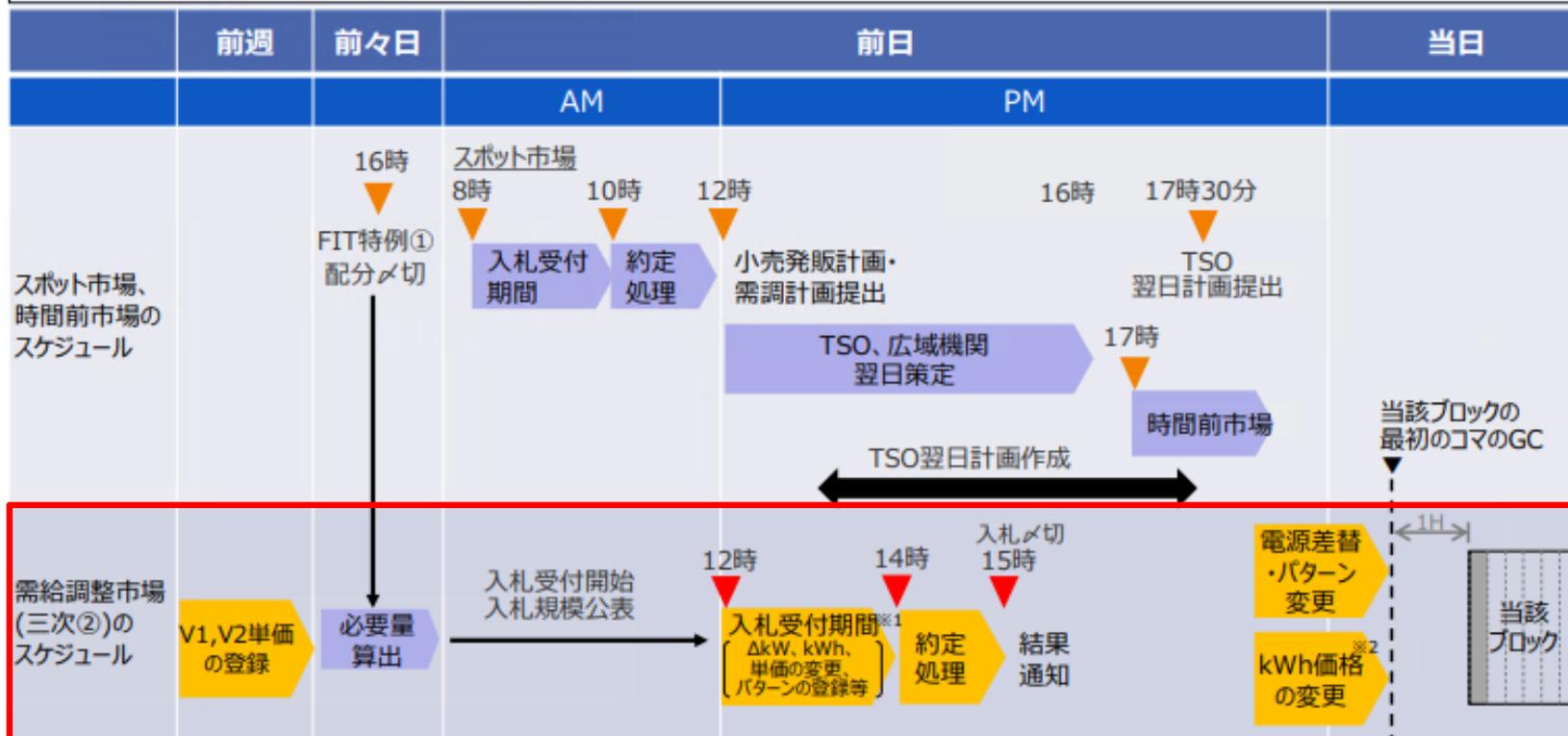
(参考) 三次調整力②の取引スケジュール

- 需給調整市場の三次調整力②は、毎日、スポット市場終了後・時間前市場開始前の、前日12時～15時に入札・約定を行うこととされている。

第12回 需給調整市場検討小委員会(2019年6月) 資料3-2より抜粋・一部改変

市場における取引スケジュール 三次②

- 2021年度における三次②の需給調整市場は、実需給断面の前日14時～15時に約定処理を行う。このため、入札受付期間は前日12時～14時となる。
- ただし、kWh単価の変更期限については電力・ガス取引監視等委員会にて検討中。
(具体的な精算方法等についてはP32に記載)



※1 応札時に最低落札量の設定が可能。また、事前審査により確認された供出可能量を超過したΔkWがあった場合、応札時に、エラーメッセージ等を返す

※2 kWh価格の変更期限については電力・ガス取引監視等委員会にて検討中

