

同時市場における必要量の考え方について

2024年2月7日

調整力の細分化及び広域調達の技術的検討に関する作業会 事務局

- 第2回同時市場の在り方等に関する検討会（2023年9月20日）において、同時市場における調整力の区分・必要量については、数値検証等も踏まえた技術的な検討が必要であることから、本作業会にタスクアウトすることとされたところ。
- 第56回本作業会（2023年12月7日）において、時間内変動等の各事象に対応する必要量の算定式についての整理を行ったものの、新たに導入される予備力必要量の算定方法については引き続き検討を行うとしていた。
- また、便益評価を行う際に必要な、将来的な再エネ導入の影響等を踏まえた上での必要量の試算についても別途行うとしていたところ。
- このため、今回は下記の2項目について検討を行ったためご議論いただきたい。
 - 予備力必要量の考え方（算定式）
 - 将来的な再エネ導入影響等を踏まえた必要量の試算

タスクアウト項目について

6

- このタスクアウト項目については、現行の需給調整市場における調整力の考え方（定義）を踏まえた、将来の同時市場における調整力の在り方に関する技術的な検討項目として、各商品の必要性や区分見直し、調整力必要量の算定式や電源起動・出力配分（SCUC・SCED）ロジックの制約条件などが挙げられている。

【同時市場検討会からのタスクアウト項目】

No	論点	詳細
1	現行商品（5区分）の必要性 （「予備力」としての扱い含む）	<ul style="list-style-type: none"> ・現行商品（5区分）のGC時点（ΔkWとして）の確保は必要か ・現行商品（5区分）の前日時点（予備力として）の確保は必要か
2	商品区分の見直し （再エネ誤差対応含む）	<ul style="list-style-type: none"> ・EDC成分に二次②、三次①のような区分は必要か ・「予備力」と「電源脱落」（あるいは「予測誤差」）の一体確保は可能か
3	各商品必要量の算定式 （調整力・予備力必要量）	<ul style="list-style-type: none"> ・同時市場の仕組みを考えた場合に、調整力必要量の算定式を変える必要はあるか（予備力必要量の考え方はどうなるか） ・現行はエリア毎の必要量としているが、広域大（または同期連系系統毎）の必要量へ変更可能か
4	電源起動・出力配分ロジック における制約条件	<ul style="list-style-type: none"> ・上記論点の検討結果に伴い、電源起動・出力配分ロジックにおける制約条件はどのようなものとなるか

まとめ

48

■ 同時市場における調整力・予備力必要量の考え方について

- 同時市場における必要量の考え方（算定式）は、現時点の検討においては以下のとおりと考えられる。

対応する事象	同時市場における必要量の考え方（算定式）
時間内変動（極短周期成分）	現行の需給調整市場の考え方（一次）と同様
時間内変動（短周期成分）	現行の需給調整市場の考え方（二次①）と同様
需要予測誤差	「GC以降の残余需要予測誤差30分平均値」の3σ相当値（商品が集約された前提） + 「前日～GCの残余需要誤差30分平均値」の3σ相当値（SCUC追加分が存在しない前提）
再エネ予測誤差	
電源脱落（瞬時）	現行の需給調整市場の考え方（一次、二次①）と同様（一部要否検討中）
電源脱落（継続）	-（不要）

- また、現時点で同時市場に移行した場合の必要量（規模感）を試算したところ、同時市場における必要量（規模感）は、現行の需給調整市場における必要量の50～80%程度になると考えられ、同時市場における予備力必要量（SCUC追加分）の考え方によって大きく左右されると考えられるところ。
- 上記整理を踏まえ、予備力必要量の考え方や商品区分の見直し、また便益評価に必要な将来の必要量試算等について、引き続き検討を進める。

■ 同時市場におけるΔkW確保エリアの考え方について

- 直流設備を跨いだ広域運用が不可能な時間内変動分は同期連系系統単位、可能な予測誤差分は全国単位を基本とする（電源脱落（瞬時）分は、北本緊急時AFC等の考慮により、50Hz系で一括確保）。
- 今後、許容（対応）できない系統制約とはどのようなものか、またΔkW確保エリア内の混雑をどのような考え方に対応するか（割り切るか）といった方向性で検討を進める。

1. 前回までの振り返りと論点整理
2. 予備力必要量の考え方
3. 同時市場における必要量の試算（便益評価用）
4. まとめ

1. 前回までの振り返りと論点整理
2. 予備力必要量の考え方
3. 同時市場における必要量の試算（便益評価用）
4. まとめ

- 第56回本作業会（2023年12月7日）において、時間内変動（GF・LFC）・予測誤差（EDC）ならびに電源脱落に対応する調整力の考え方について整理を行った。
- このうち、GC以前（前日以降）の残余需要予測誤差に対応するための予備力の必要量については、SCUCによる起動可能ユニット（SCUC追加分）がどの程度存在するかによることから、引き続き検討を行うとしていた。

同時市場における必要量の考え方について（まとめ）

20

- 前述までの議論をまとめると、同時市場における必要量の考え方（算定式）は下表のとおり。
- 同時市場における必要量の規模感を把握するにあたり、新たに試算が必要となるのは以下2点と考えられるところ。
 - (1) 「GC以降の残余需要予測誤差30分平均値」の3σ相当値
(GC後の残余需要予測誤差に対応する商品が集約された前提の必要量)
 - (2) 「前日～GCの残余需要予測誤差30分平均値」の3σ相当値
(SCUC追加分が存在しない前提の必要量)

赤字…現行の需給調整市場からの変更点

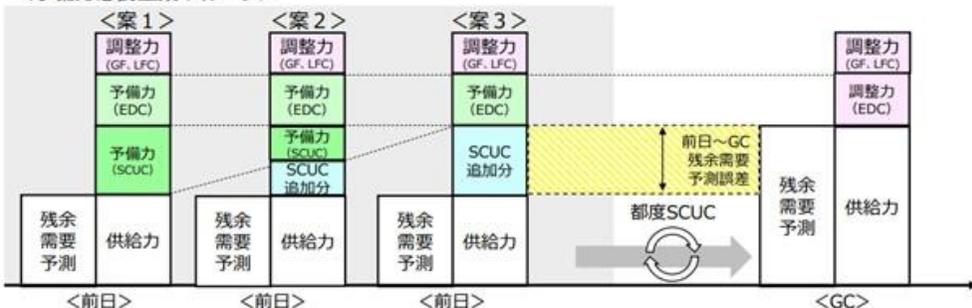
対応する事象	現行の商品区分	現行の需給調整市場における必要量の考え方（算定式）	同時市場における必要量の考え方（算定式）
時間内変動（極短期成分）	一次（GF）	「残余需要元データ - 元データ10分周期成分」の3σ相当値（一次）	同左
時間内変動（短期成分）	二次①（LFC）	「元データ10分周期成分 - 元データ30分周期成分」の3σ相当値（二次①）	(1) 同左
需要予測誤差	二次②（GC以降のEDC）	「残余需要予測誤差30分平均値のコマ間の差」の3σ相当値（二次②）	「GC以降の残余需要予測誤差30分平均値」の3σ相当値
再エネ予測誤差	三次①（GC以降のEDC）	「残余需要予測誤差30分平均値のコマ間で連続する量の差」の3σ相当値（三次①）	+
	三次②（前日～GCの再エネ）	「前日予測値-実績値」の3σ相当値 - 「GC後予測値-実績値」の3σ相当値（三次②）	
電源脱落（瞬時）	一次	単機最大ユニット容量の系統容量按分値（一次）	同左 (一部要否検討中)
	二次①	単機最大ユニット容量の系統容量按分値（二次①）	
電源脱落（継続）	三次①	単機最大ユニット容量の系統容量按分値（三次①）	-（不要）

検討対象2：残余需要予測誤差対応の必要量（4 / 4）

18

- 一方、GC以前（前日以降）の残余需要予測誤差に対応するための事前確保すべき予備力必要量は、SCUCにより起動可能なユニット（SCUC追加分）がどの程度存在するかによることから、予備力必要量の考え方（算定式）としては以下の3案が考えられる。
- 案1：SCUC追加分は存在しないとする案
「予備力必要量 = GC以降のEDC必要量相当 + 前日からGCの残余需要予測誤差の全量」
- 案2：SCUC追加分が一定程度存在する案（案1、3の中間案）
「予備力必要量 = GC以降のEDC必要量相当 + 前日からGCの残余需要予測誤差の一部」
- 案3：SCUC追加分が十分存在するものとする案
「予備力必要量 = GC以降のEDC必要量相当」

<予備力必要量案のイメージ>



- また、同時市場における必要量や低減効果の規模感の把握を目的とし、現在の需給調整市場における必要量をベースとした必要量等の試算を行ったところ。
- 一方で、同時市場の導入に係る便益評価を行うにあたっては、将来的な再エネ導入の影響等を踏まえたうえでの需給調整市場における必要量をベースとした必要量等の試算が必要であり、これについては別途行うとしていた。

今回の必要量試算の位置付けについて

22

- 本章で同時市場における必要量試算を実施するにあたり、まず今回の試算の位置付けについて整理を行う。
- 今回の試算は、現在（2024年）の需給調整市場における必要量（下表①）をベースとし、一定の前提のもと、現時点で同時市場への移行を実現したと仮定した場合の必要量（下表②）の試算となる。
- つまり、今回の試算は、あくまでも同時市場における必要量の規模感（ならびに低減効果）の把握や、今後の商品区分見直しの検討に役立てることを目的とした試算という位置付けになる。
- なお、同時市場の導入に係る便益の試算等を実施するためには、将来的な再エネ導入の影響等を踏まえたうえでの必要量（下表④）の試算が必要であり、別途検討を行う必要があると考えられる。
- 以上を踏まえ、次頁以降で一部エリア（東京・中部・関西エリア）を抜粋し、同時市場における必要量（下表②）の試算を実施する。

< 今回の必要量試算の位置付けについて（イメージ） >



同時市場における必要量の試算結果（まとめ）

26

- 前述までの試算結果をまとめると下表のとおり、現時点で同時市場に移行した場合の必要量（規模感）としては、現行の必要量の50～80%程度と考えられ、同時市場における予備力必要量（SCUC追加分）の考え方によって大きく左右されると考えられるところ。
- 引き続き、これらの考え方の整理を進めつつ、便益評価に必要な将来の必要量試算等についても検討していきたい。

赤字…現行の需給調整市場からの変更点

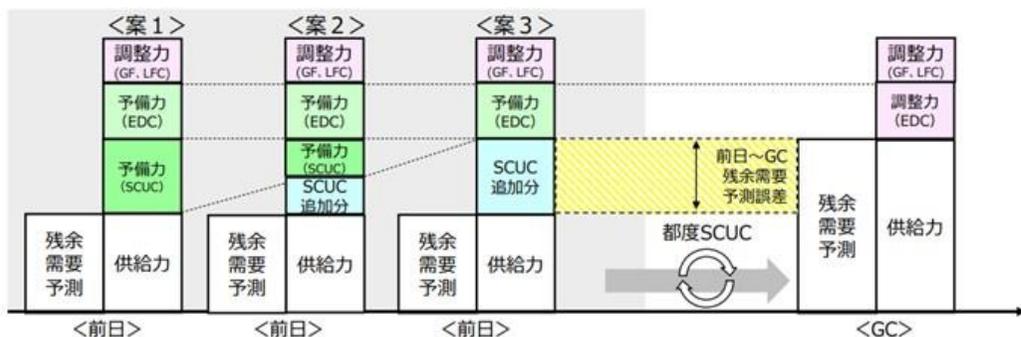
対応する事象	需給調整市場		同時市場	
	必要量算定式	必要量[MW]	必要量算定式	必要量[MW]
時間内変動 (極短周期成分)	「残余需要元データ - 元データ10分周期成分」の3σ相当値（一次）	600（一次）	現行と同様	600（同左）
時間内変動 (短周期成分)	「元データ10分周期成分 - 元データ30分周期成分」の3σ相当値（二次①）	400（二次①）	現行と同様	400（同左）
需要予測誤差*	「残余需要予測誤差30分平均値の3σ相当値」の3σ相当値（二次②） + 「残余需要予測誤差30分平均値の3σ相当値」の3σ相当値（三次①）	合計：9,000（内訳） 2,300（二次②） + 4,800（三次①）	「GC以降の残余需要予測誤差30分平均値」の3σ相当値 + 「前日～GCの残余需要予測誤差30分平均値」の3σ相当値	合計：3,400～7,900（内訳） 3,400 + 0～4,500（SCUC追加分含む）
再エネ予測誤差	「前日予測値-実績値」の3σ相当値-「GC後予測値-実績値」の3σ相当値（三次②）	+ 1,900（三次②）		
電源脱落 (瞬時)	単機最大ユニット容量の系統容量按分値（一次） + 単機最大ユニット容量の系統容量按分値（二次①）	2800（内訳） 1,400（一次） + 1,400（二次①）	現行と同様	2,800（同左）
電源脱落 (継続)	単機最大ユニット容量の系統容量按分値（三次①）	1,400	-（不要）	0
必要量合計	-	14,200	-	7,200～11,700

* 今後、効率的な調達（「3σ」→「1σ」追加調達）が開始予定であり、本試算結果はあくまでも市場構造上の必要量（規模感）の差異であることに留意が必要。

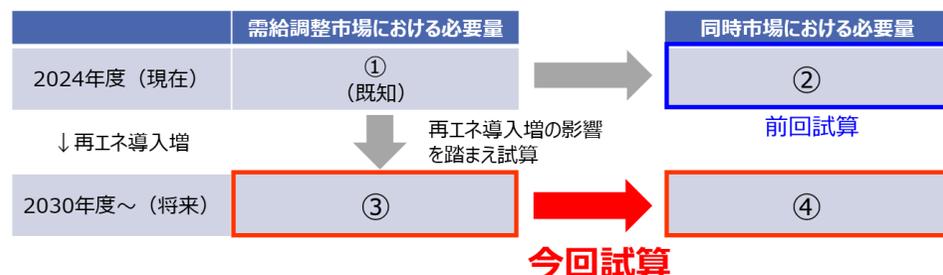
- 前回までの議論を踏まえたうえでの残る論点は下表の通りとなる。
- このため今回、下記の論点①「予備力必要量の考え方」、および論点②「同時市場における必要量の試算（便益評価用）」の2点について検討を行った。

論点	前回までの整理	今回の検討内容
① 予備力必要量の考え方	下記の3案を提示し、SCUC追加分の考え方を今後整理する。 <ul style="list-style-type: none"> ・案1: SCUC追加分は存在しないとする案 ・案2: SCUC追加分が一定程度存在するとする案 ・案3: SCUC追加分が十分存在するものとする案 	SCUC追加分を加味したうえで、予備力必要量の考え方をどうするか。
② 同時市場における必要量の試算（便益評価用）	<ul style="list-style-type: none"> ・規模感把握のため現行の需給調整市場をベースに試算した結果としては、同時市場の必要量は現行の50%~80%程度 ・便益評価用（将来を想定）の試算については別途実施 	将来的な再エネ導入を踏まえたうえで、同時市場の必要量はどの程度になると見込まれるか（③④の試算）。

【予備力必要量イメージ】

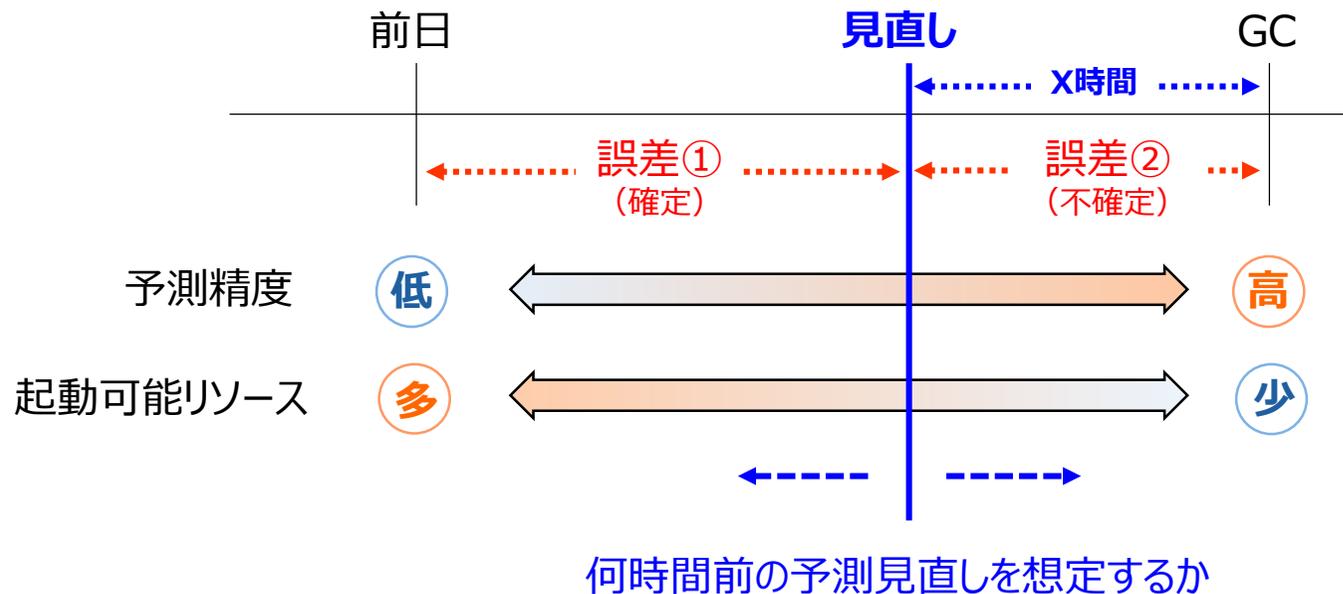


【今回の必要量試算の位置付けについて（イメージ）】



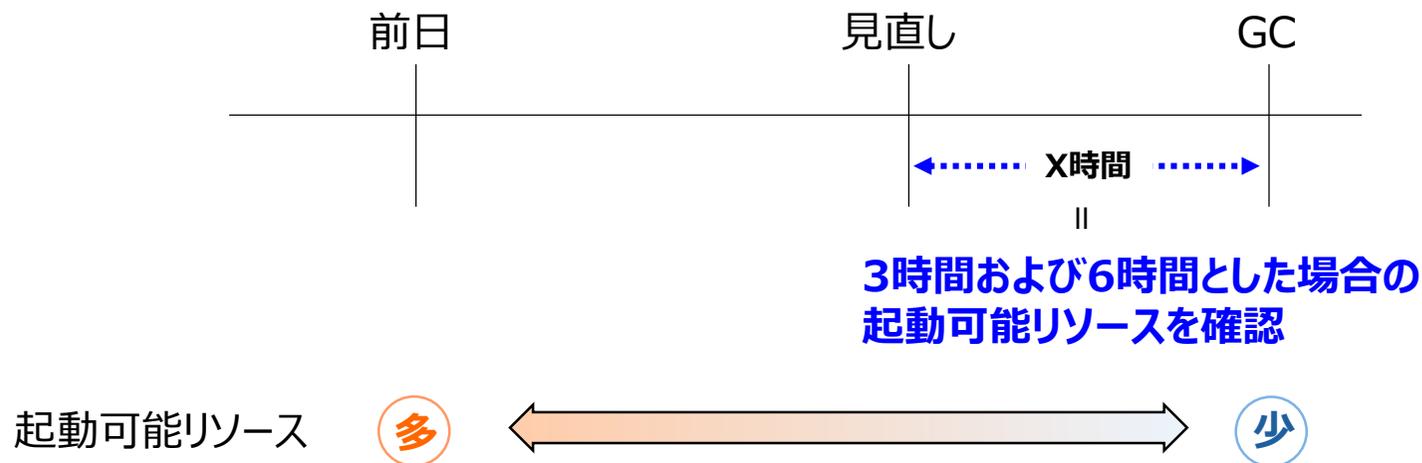
1. 前回までの振り返りと論点整理
2. 予備力必要量の考え方
3. 同時市場における必要量の試算（便益評価用）
4. まとめ

- 予備力必要量を検討するにあたり、前日～GCまでの残余需要予測誤差に対して、予備力としての事前確保分とSCUC追加分をどのように分担させるか（分担できるか）を考える必要がある。
- この際、安定供給のためには予備力必要量が不足しないことが最重要である一方、調達コストを考えると過剰調達になることも極力防ぎたいところ。
- このため、前日からGCのX時間前に行われる需給バランス見直しまでの誤差①（見直し時点で誤差が確定）と、そこからGCまでに発生しうる誤差②（見直し時点で誤差が不確定）の2つの成分に分解して考え方を整理する。
- 過剰調達を減らす（誤差②を減らす）ためには見直しタイミングをGCに近づけたい一方、GCに近づくにつれて起動可能なリソースが減少するといった関係性（トレードオフ）もあるため、これらも考慮のうえ検討を行う必要がある。
- このため、まずはリソースの起動特性（起動時間）について確認を行った。



- リソースの起動特性を確認するにあたり、まずは何時間前の予測見直しを想定するか（何時間後の起動を見込むか）について検討を行った。
- まず、SCUCにおいて新たに起動停止（追加起動）が発生するのは、残余需要予測値が大幅に変更となる断面であり、言い換えると、一般送配電事業者が需給バランスを見直すタイミングとなる蓋然性が高いと考えられる。
- この点、需給バランスの見直しは多頻度で行われることが望ましいものの、1時間毎に最新需要による需給バランスの見直しを行うのは業務量の観点から現実的ではなく、時期や時間帯により差異があると考えられるものの、概ね1日数回、3～6時間程度先[※]の需給バランスを見直すのが現実的と考えられる。
- このため、まずは3時間後および6時間後に起動可能なリソースがどの程度あるかについて確認を行った。

※見直し例：6時頃に深夜の需要実績をもとに9時以降の需給バランスを見直し（3時間先）
12時頃に午前中の需要実績をもとに18時以降の需給バランスを見直し（6時間先）



- 需給状況により追加起動が行われる蓋然性が高い火力※1・水力（揚水含）に関する起動時間を確認したところ、総容量に対して、3時間後には50%程度、6時間後には70%程度のリソースが起動可能との結果になった。
- 言い換えれば、3時間前では50%程度、6時間前では30%程度のリソースの起動が間に合わないこととなる。

※1 石炭火力については起動停止の蓋然性が低いため除外、また定検等も稀頻度のため除外した。

【火力・水力リソース起動特性】

電源種	総容量 (GW)	停止モード	起動可能リソース			
			3時間後		6時間後	
			割合※2	容量	割合※2	容量
石油・ガス・揚水	117GW	—	53%	62GW	69%	81GW
コンバインド式 ガス火力	46GW	日次停止	81%	37GW	87%	40GW
		週末停止	34%	16GW	71%	33GW
		平均	58%	26GW	79%	36GW
汽力式 ガス火力	30W	日次停止	19%	6GW	45%	14GW
		週末停止	0%	0GW	18%	5GW
		平均	10%	3GW	32%	9GW
石油火力	9GW	日次停止	19%	2GW	66%	6GW
		週末停止	0%	0GW	8%	1GW
		平均	10%	1GW	37%	3GW
水力・揚水	32GW	—	100%	32GW	100%	32GW

※2 総容量に占める割合

- リソースの起動特性については、過去（制度設計専門会合）の発電機の起動特性調査結果から流用。
- 過去の調査目的は、時間前SPA（開催時刻）の検討を行うにあたり、時間前SPA約定結果をもって停止電源が起動する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」を調査したものであり、今回の検討（前日以降、都度SCUCLした際の追加起動可否）と近い内容となる。

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提供。
^{*3}: 日々の電動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時間経過した電源②定格出力50万kWで停止後8時間経過した電源がある場合、起動可能容量を以下のよう計算した。起動指令後1.0時間時点: 0 kW (①②とも未起動)、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とも起動)

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を中心として、全石油・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

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%	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	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%	石油火力も12時間以上経過すると、日次停止・週末停止の90%以上が起動可能量が増加。
		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%	石油火力も12時間以上経過すると、日次停止・週末停止の90%以上が起動可能量が増加。
		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%						

^{*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

■ これらリソースの起動特性を踏まえたうえで、予備力必要量の最適化の観点から、下記的前提条件の下、Xを6時間および3時間とした場合のケーススタディを行い、予備力必要量の考え方について検討を行った。

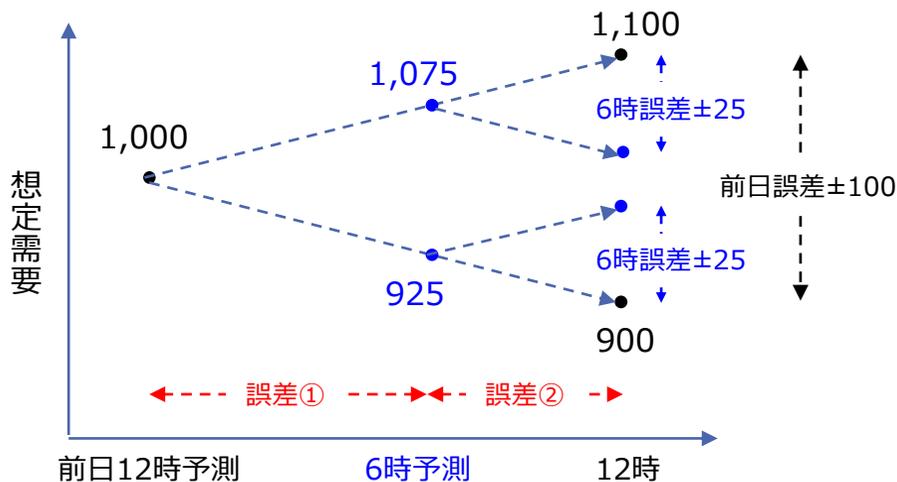
【前提条件 (共通)】

- ・GC時刻：当日12時
- ・前日12時時点の想定需要 (24時間前)：1,000
- ・前日12時以降の予測誤差：±100



【当日6時見直し (6時間前)】

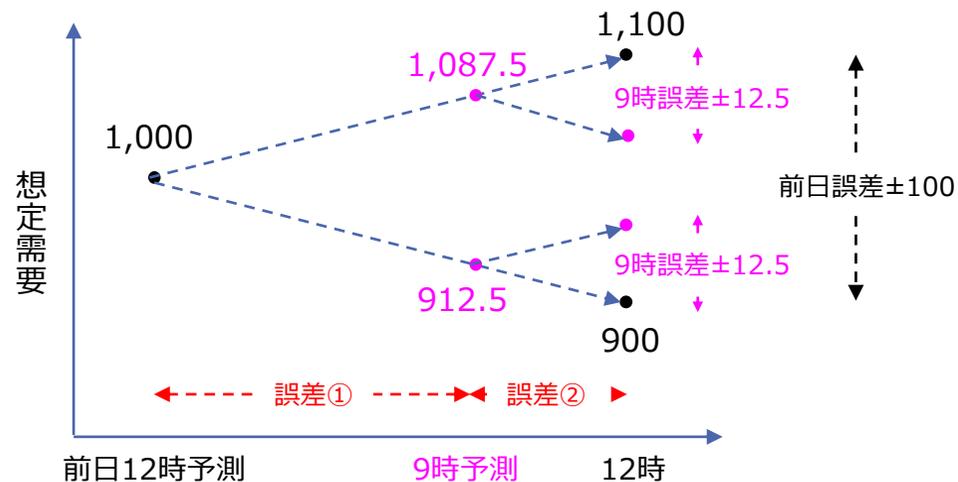
- ・6時時点の想定需要：925～1,075※1
- ・6時以降の予測誤差：±25※1
- ・6時時点の起動可能リソース：70%



※1 既に前日予測誤差の±75%相当の誤差が発生したと仮定

【当日9時見直し (3時間前)】

- ・9時時点の想定需要：912.5～1,087.5※2
- ・9時以降の予測誤差：±12.5※2
- ・9時時点の起動可能リソース：50%



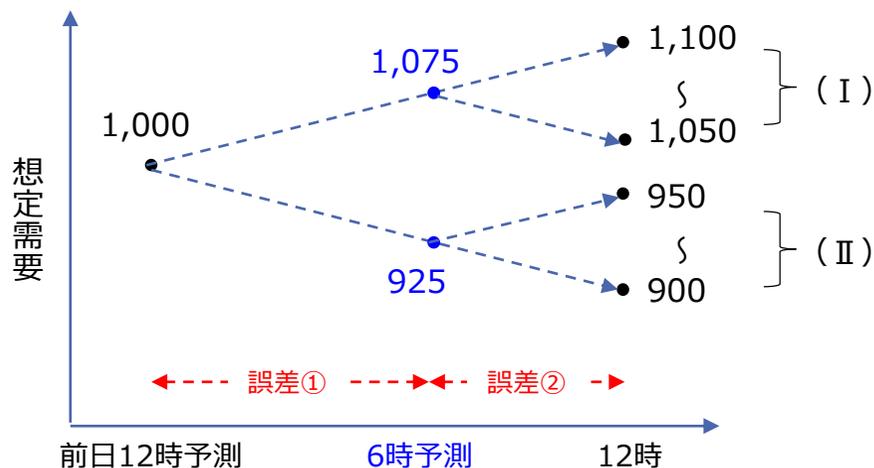
※2 既に前日予測誤差の±87.5%相当の誤差が発生したと仮定

- ケース① (X=6時間) においては70%のリソースが起動可能なため、これに対応が出来ない30%分を事前に確保することとなる。
- 結果としては上振れに対する対応は問題無いものの、下振れ時に過剰調達となるケースも見受けられる。

【前日断面】

前日断面では上振れ (100) に対応できるように事前調達する必要がある。

	誤差①	誤差②	調達済計	GC必要量
事前調達(30%)	22.5	7.5	30	100
SCUC起動分(70%)	52.5	17.5		



【当日6時見直し (6時間前)】

- ・6時時点の想定需要 : 925~1,075
- ・6時以降の予測誤差 : ±25
- ・6時時点の起動可能リソース : 70%

(I) の場合は上振れに備えるため合計100の上げ調整力を追加確保
最終的な想定需要が1,100となった場合

	誤差①	誤差②	調達済計	GC必要量
事前調達(30%)	22.5	7.5	100	100
SCUC起動分(70%)	52.5	17.5		

最終的な想定需要が1,050となった場合

	誤差①	誤差②	調達済計	GC必要量
事前調達(30%)	22.5	7.5	100	50
SCUC起動分(70%)	52.5	17.5		

(II) の場合は上振れに備えるため合計25の上げ調整力を確保
最終的な想定需要が950となった場合

	誤差①	誤差②	調達済計	GC必要量
事前調達(30%)	22.5	7.5	30	25
SCUC起動分	0			

最終的な想定需要が900となった場合

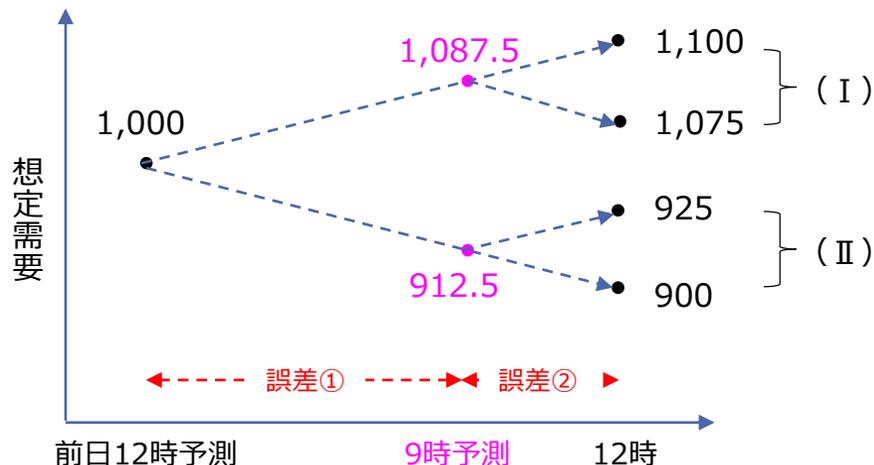
	誤差①	誤差②	調達済計	GC必要量
事前調達(30%)	22.5	7.5	30	0
SCUC起動分	0			

- ケース② (X=3時間) においては50%のリソースが起動可能なため、これに対応が出来ない50%分を事前に確保することとなる。
- 結果としては上振れに対する対応は問題無いものの、下振れ時に過剰調達となるケースも見受けられる。

【前日断面】

前日断面では上振れ (100) に対応できるように事前調達する必要がある。

	誤差①	誤差②	調達済計	GC必要量
事前調達(50%)	43.75	6.25	50	100
SCUC起動分(50%)	43.75	6.25		



【当日9時見直し (3時間前)】

- ・9時時点の想定需要：912.5～1,087.5
- ・9時以降の予測誤差：±12.5
- ・9時時点の起動可能リソース：50%

(I) の場合は上振れに備えるため合計100の上げ調整力を追加確保
最終的な想定需要が1,100となった場合

	誤差①	誤差②	調達済計	GC必要量
事前調達(50%)	43.75	6.25	100	100
SCUC起動分(50%)	43.75	6.25		

最終的な想定需要が1,075となった場合

	誤差①	誤差②	調達済計	GC必要量
事前調達(50%)	43.75	6.25	100	75
SCUC起動分(50%)	43.75	6.25		

(II) の場合は上振れに備えるため合計12.5の上げ調整力を確保
最終的な想定需要が925となった場合

	誤差①	誤差②	調達済計	GC必要量
事前調達(50%)	43.75	6.25	50	12.5
SCUC起動分	0			

最終的な想定需要が900となった場合

	誤差①	誤差②	調達済計	GC必要量
事前調達(50%)	43.75	6.25	50	0
SCUC起動分	0			

- ケーススタディの結果としてはケース① (X=6時間)、ケース② (X=3時間) とともに上振れ時には必要量と調達量が一致 (不足なし) するものの、下振れ時に過剰調達となる量に差が見られた。
- 具体的にはケース①の方が需給バランスの見直しタイミングが早いため、見直し後の誤差は大きくなるものの、リソースの起動特性を踏まえると調整力確保の柔軟性が高く、事前に確保すべき量が少ないため下振れ時の過剰調達量が低減される傾向となった。
- これらの結果を踏まえると、上振れ時の対応 (安定供給維持) が可能かつ下振れ時の過剰調達量の低減が、より期待できるのはケース①と考えられる。
- 以上より、ケース①において、SCUCでの対応が困難と想定される前日～GCまでの残余需要予測誤差の30%分を、予備力必要量として前日に確保することが考えられるのではないか。

【ケース① (X=6時間) の過不足量】

	GC需要	調達済計	GC必要量	過剰調達量
(I)	1,100	100	100	<u>0</u>
	1,050	100	50	<u>50</u>
(II)	950	30	25	<u>5</u>
	900	30	0	<u>30</u>

【ケース② (X=3時間) の過不足量】

	GC需要	調達済計	GC必要量	過剰調達量
(I)	1,100	100	100	<u>0</u>
	1,075	100	75	<u>25</u>
(II)	925	50	12.5	<u>37.5</u>
	900	50	0	<u>50</u>

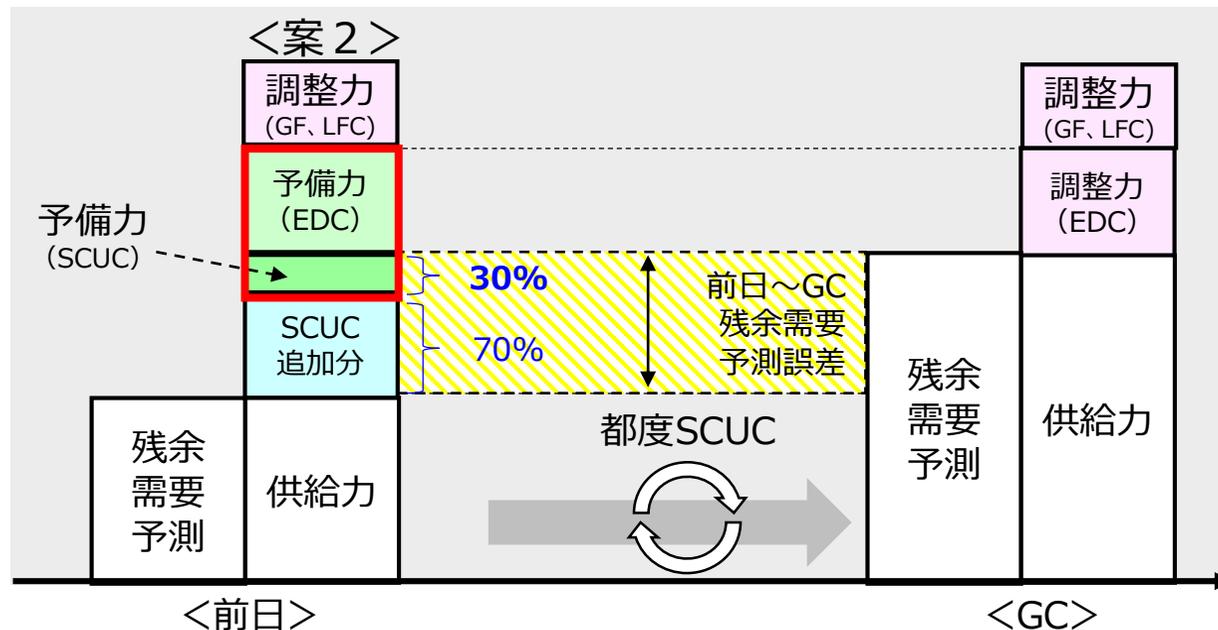
- 前述のケーススタディの結果を踏まえると、予備力必要量の考え方は案2 (SCUC追加分を一部見込む) となり、前日～GCまでの残余需要予測誤差については、全体の30%を事前に調達することが整合的と考えられる。
- これらを踏まえ、予備力必要量の考え方 (算定式) については下記の考え方を基本としてはどうか。

【予備力必要量の考え方 (算定式)】

案2 : SCUC追加分が一定程度存在するとする案 (案1、3の中間案)

「予備力必要量 = GC以降のEDC必要量相当 + 前日からGCの残余需要予測誤差の一部」

➡ 「予備力必要量 = GC以降のEDC必要量相当 + 前日からGCの残余需要予測誤差の30%」



- 第58回本作業会（2024年1月12日）でご議論いただいたとおり、同時市場においては、現行の複合必要量を廃止したうえで、一次～三次それぞれの商品毎必要量が全て重複しているものとして扱う簡易複合約定ロジックを導入する方向を基本としたところ。
- これにより一次（GF）および二次（LFC）と三次（EDC）必要量について、現行の複合必要量においては重複が無い（同時発生する）としていた領域の一部が重複あり（同時発生しない）として扱われることとなる。
- これによって影響がある部分については、新たに導入（調達）する予備力の前日～GCまでの予測誤差対応分※の余った部分（余力）の活用も考えられ、下記的前提のもと規模感を確認したところ、“余力期待値 > 影響量”となったことから、安定供給への影響は軽微（簡易複合約定ロジック導入は問題ない）と言えるのではないか。

※ 前日～GCまでの予測誤差の30%を確保

(前提条件)

- ・簡易複合約定ロジックの導入に伴う影響度合：10%～20%（EDC必要量比） ※第58回本作業会資料3より引用
- ・同時市場におけるEDC必要量：3,400MW（年間平均） ※第56回本作業会資料2より引用
- ・予備力として確保する前日～GC予測誤差対応分：1,350MW（年間平均） ※第56回本作業会資料2をもとに算出
- ・三次②使用率：30%程度（未使用分：70%程度） ※使用率は三次②と同程度と仮定

【簡易複合約定ロジック導入に伴う影響量】
・ $3,400\text{MW} \times 0.2 = \underline{\underline{680\text{MW}}}$



【前日～GC予測誤差対応分の余力期待値】
・ $1,350 \times 0.7 = \underline{\underline{945\text{MW}}}$

■ 第58回本作業会(2024年1月12日)でお示した事例においては、簡易約定ロジックの導入に伴う影響量はEDC必要量比で10%~20%程度となっている。

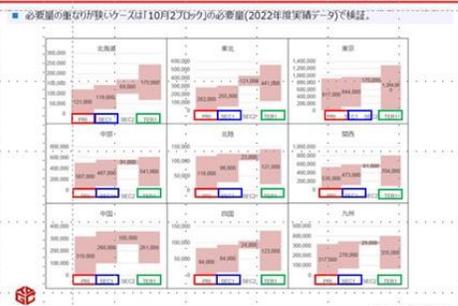
(論点②) 簡易的な複合約定について (1/3)

13

- 同時市場においても、複数機能を有するリソースの有効活用(同時発生しない部分には複数機能を紐付け全体の調達量低減)を図りつつ、なんらか簡易的に(一定の割り切りのもと)複合約定を実現できないか検討を行った。
- この点、そもそも調整力必要量において、不等時性(同時発生する度合いと発生しない度合い)がどのような傾向を示すのか確認したところ、以下の傾向が見受けられた。
 - 一次(GF)と二次①(LFC)については、大宗の領域で必要量の重なり(同時発生しない傾向)があった
 - 三次①(EDC)については、一次(GF)・二次①(LFC)との重なりが少ない(同時発生する)一部エリアの傾向はあったものの、大宗のエリア・領域においては必要量の重なり(同時発生しない傾向)があった

【参考】ケース1：必要量の重なりが狭いケース ※同時発生する部分が多い

【参考】ケース2：必要量の重なりが広いケース ※同時発生しない部分が多い



出所) 第44回需給調整市場検討小委員会(2023年12月21日)資料3をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/sagyoukai/2023/chousei_sagyoukai_44_haifu.html

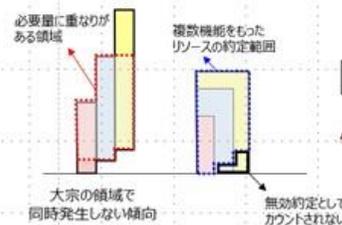
(論点②) 簡易的な複合約定について (2/3)

14

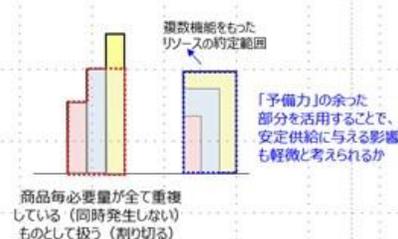
- また、同時市場においては第56回本作業会(2023年12月7日)でご議論頂いた通り、ΔkW確保エリアを広げる方向性で議論していることから、最大誤差が同時発生する可能性は更に低減されると考えられ、これによって一次~三次①も、より一層必要量の重なりが大きくなる(同時発生しない傾向が強くなる)とも考えられるところ。
- 上記の状況変化も踏まえると、同時市場においては複合必要量を廃止したうえで、一次~三次①それぞれの商品毎必要量が全て重複しているものとして扱う(一定の割り切り)ことも考えられるのではないかと。
- この際、わずかながら重なっていない(同時発生する)領域に対しても、同時市場においてはGC以前から「予備力」(需給調整市場で扱っていない商品)を一定程度確保し、それらの余った部分を活用(流用)することも可能であることから、安定供給に与える影響も軽微*と考えられるのではないかと。

※ 複合必要量廃止(商品毎必要量が全て重複しているものとして扱う)に伴う影響量は、前頁のケースにおいて、全国平均10%~20%程度(EDC必要量比)であり、最終的には、GC以前に確保する「予備力」の確保量(次頁参照)を踏まえた検討も必要か。

【現行のイメージ】



【同時市場におけるイメージ】



- 前述の予備力必要量の考え方を、第56回本作業会（2023年12月7日）で算定した同時市場における必要量の試算値に反映させるとEDC必要量は3,400MW、予備力として確保する前日～GC予測誤差対応分は1,350MWとなる。

26

同時市場における必要量の試算結果（まとめ）

■ 前述までの試算結果をまとめると下表のとおり、現時点で同時市場に移行した場合の必要量（規模感）としては、現行の必要量の50～80%程度と考えられ、同時市場における予備力必要量（SCUC追加分）の考え方によって大きく左右されると考えられるところ。

■ 引き続き、これらの考え方の整理を進めつつ、便益評価に必要な将来の必要量試算等についても検討していきたい。

赤字…現行の需給調整市場からの変更点

対応する事象	需給調整市場		同時市場	
	必要量算定式	必要量[MW]	必要量算定式	必要量[MW]
時間内変動 (極短周期成分)	「残余需要元データ - 元データ10分周期成分」 の3σ相当値（一次）	600（一次）	現行と同様	600（同左）
時間内変動 (短周期成分)	「元データ10分周期成分 - 元データ30分周期成分」 の3σ相当値（二次①）	400（二次①）	現行と同様	400（同左）
需要予測誤差※	「残余需要予測誤差30分平均値のコマ間の差」 の3σ相当値（二次②）	合計：9,000 (内訳) 2,300（二次②）	「GC以降の残余需要 予測誤差30分平均値」 の3σ相当値 + 「前日～GCの 残余需要誤差30分 平均値」 の3σ相当値	合計：3,400～7,900 (内訳) 3,400 0～4,500 (SCUC追加分見合い)
再エネ予測誤差	「残余需要予測誤差30分平均値のコマ間で連続する 量の差」の3σ相当値（三次①）	+ 4,800（三次①）		
	「前日予測値-実績値」の3σ相当値-「GC後 予測値-実績値」の3σ相当値（三次②）	+ 1,900（三次②）		
電源脱落 (瞬時)	単機最大ユニット容量の系統容量按分値（一次） + 単機最大ユニット容量の系統容量按分値（二次①）	2800 (内訳) 1,400（一次） + 1,400（二次①）	現行と同様	2,800（同左）
電源脱落（継続）	単機最大ユニット容量の系統容量按分値（三次①）	1,400	-（不要）	0
必要量合計	-	14,200	-	7,200～11,700

EDC必要量3,400MW

予備力としての確保分
4,500×0.3=1,350MW

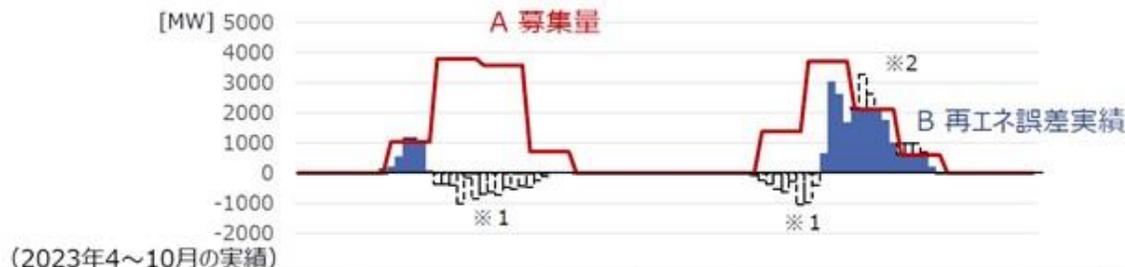
※ 今後、効率的な調達（「3σ」→「1σ+追加調達」）が開始予定であり、本試算結果はあくまで市場構造上の必要量（規模感）の差異であることに留意が必要。

- 現行のGC以前の予測誤差対応分である三次②について、募集量（≒必要量）のうち下振れ誤差実績に対する年間の使用率は30%程度となっている。
- 言い換えれば、必要量の70%程度は余力として残っているとも考えられる。

(4) 三次②募集量の使用率について

27

- 三次②募集量に対する経済性評価として、実際の三次②募集量のうち、再エネ予測の下振れ誤差の実績値に対応した使用率を確認した。
- 結果としては、実際の三次②募集量のうち、約28%が再エネ予測誤差に対応していた。
- 昨年度の使用率が全国平均22%であったことを踏まえると、アンサンプル予報活用等による必要量低減の取り組みにより、使用率が向上したと言える。使用率向上に繋がりうる一般送配電事業者の取り組みについて、安定供給上の問題がないことを維持したうえで、引き続き確認することとしたい。



	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	合計
A 募集量[億kWh]	2.2	18.0	27.2	21.3	1.5	13.3	8.8	7.8	19.8	119.8
B 誤差実績[億kWh]	0.7	5.5	6.2	6.3	0.4	3.3	2.5	1.9	7.0	33.7
C(=B/A) 使用率[%]	30.4	30.6	22.9	29.5	24.8	24.6	28.6	24.4	35.4	28.2

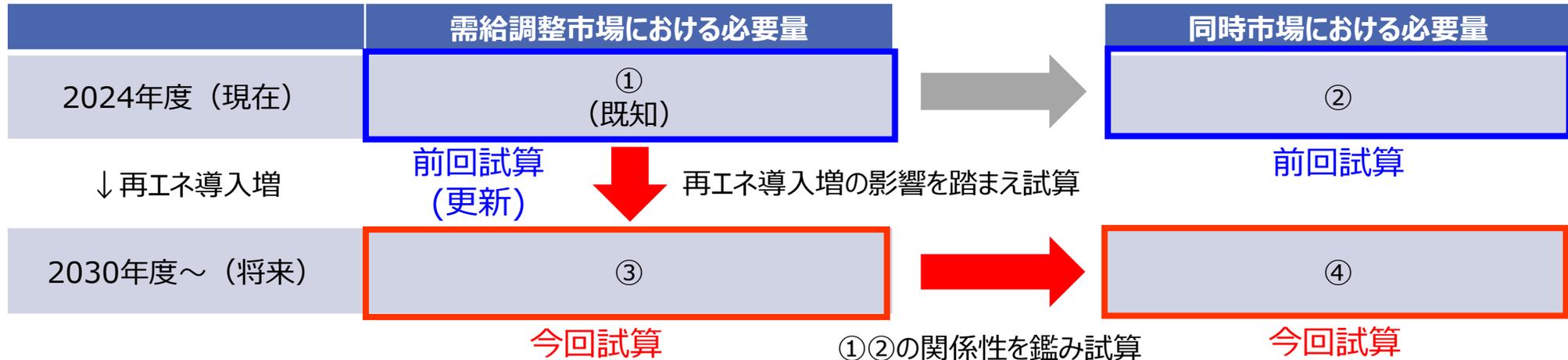
募集量がどの程度FITの下振れ誤差に対応したかを確認するため、誤差実績について以下のとおり集計
 ※1 再エネが上振れした場合の誤差は「0」とする
 ※2 募集量を超過する下振れ誤差は募集量を上限とする

1. 前回までの振り返りと論点整理
2. 予備力必要量の考え方
3. 同時市場における必要量の試算（便益評価用）
4. まとめ

- 第56回本作業会において、現時点の需給調整市場における調整力必要量と比較して、同時市場に移行（追加起動の仕組みや計画基準の変更、商品集約といった前提条件を変更）した場合の必要量（規模感）としては、現行の必要量の50～80%程度となる試算結果を得た。
- 一方、第56回本作業会の試算は、現在（2024年）の需給調整市場における必要量（以下、領域①という。）をベースとし、現時点で同時市場への移行を実現したと仮定した場合の必要量（以下、領域②という。）の試算であるが、同時市場の導入に係る便益試算等を実施するためには、将来的な再エネ導入の影響等を踏まえた上での必要量の比較（以下、領域③、領域④という。）が必要であることから、次頁以降において、領域③、領域④の試算※を行った。

※ 以降のページの必要量試算では、年間平均値 [MW] を用いている点に留意。

< 今回の必要量試算の位置付けについて（イメージ） >



同時市場における必要量の試算結果 (まとめ)

26

- 前述までの試算結果をまとめると下表のとおり、現時点で同時市場に移行した場合の必要量 (規模感) としては、
現行の必要量の50~80%程度と考えられ、同時市場における予備力必要量 (SCUC追加分) の考え方によって大きく左右されると考えられるところ。
- 引き続き、これらの考え方の整理を進めつつ、便益評価に必要な将来の必要量試算等についても検討していきたい。

赤字…現行の需給調整市場からの変更点

対応する事象	需給調整市場		同時市場	
	必要量算定式	必要量[MW]	必要量算定式	必要量[MW]
時間内変動 (極短周期成分)	「残余需要元データ - 元データ10分周期成分」の3σ相当値 (一次)	600 (一次)	現行と同様	600 (同左)
時間内変動 (短周期成分)	「元データ10分周期成分 - 元データ30分周期成分」の3σ相当値 (二次①)	400 (二次①)	現行と同様	400 (同左)
需要予測誤差*	「残余需要予測誤差30分平均値のコマ間の差」の3σ相当値 (二次②)	合計: 9,000 (内訳)	「GC以降の残余需要予測誤差30分平均値」の3σ相当値 + 「前日~GCの残余需要誤差30分平均値」の3σ相当値	合計: 3,400~7,900 (内訳) 3,400 + 0~4,500 (SCUC追加分見合い)
再エネ予測誤差	「残余需要予測誤差30分平均値のコマ間で連続する量の差」の3σ相当値 (三次①)	2,300 (二次②)		
	「前日予測値-実績値」の3σ相当値-「GC後予測値-実績値」の3σ相当値 (三次②)	4,800 (三次①) + 1,900 (三次②)		
電源脱落 (瞬時)	単機最大ユニット容量の系統容量按分値 (一次) + 単機最大ユニット容量の系統容量按分値 (二次①)	2800 (内訳) 1,400 (一次) + 1,400 (二次①)	現行と同様	2,800 (同左)
電源脱落 (継続)	単機最大ユニット容量の系統容量按分値 (三次①)	1,400	- (不要)	0
必要量合計	-	14,200	-	7,200~11,700

* 今後、効率的な調達 (「3σ」→「1σ+追加調達」) が開始予定であり、本試算結果はあくまで市場構造上の必要量 (規模感) の差異であることに留意が必要。

- 現在（2024年）の需給調整市場における必要量（領域①）の試算において、第56回本作業会では規模感の把握のため、一部エリア（東京・中部・関西）での算定とし、また一次～三次①（週間商品）および電源脱落については2021年度データをもとに算出した必要量を採用していた。
- 今回、領域③ならびに領域④を算定するにあたり、改めて、9エリア対象ならびに最新（2022年度）データをもとに、領域①のデータ更新を行った。

【現在（2024年）の需給調整市場における必要量（領域①）の変更点】

項目	需給調整市場における商品区分	第56回本作業会	今回試算
エリアの拡大	全商品	東京・中部・関西 エリア	9エリア
必要量算出における過去実績	一次～三次① (電源脱落成分含む)	2021年度実績値	2022年度実績値

※ 一次～三次①については効率的な調達（「3σ」→「1σ+追加調達」）の取組があるが、別途考慮するため、領域①の試算においては未考慮とする。

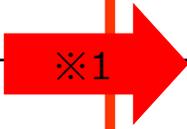
- 現在の需給調整市場における必要量（領域①）のデータ更新結果（以下、領域①'という。）は以下のとおり。
- 以降の検討においては、領域①'を元に検討を進めていく。

対応する事象	第56回本作業会	変更点	更新後	
	必要量[MW]		必要量[MW]	※参考 (3エリア) 単独必要量
時間内変動 (極短周期成分)	600 (一次)	<ul style="list-style-type: none"> ・3エリアから9エリアへ拡大 ・データの最新化 (2022年度実績) 	1,100 (一次)	600 (一次)
時間内変動 (短周期成分)	400 (二次①)		800 (二次①)	400 (二次①)
需要予測誤差	$\frac{7,100}{\text{(内訳)}}$ 2,300 (二次②) + 4,800 (三次①)		$\frac{12,000}{\text{(内訳)}}$ 4,500 (二次②) + 7,500 (三次①)	$\frac{7,500}{\text{(内訳)}}$ 2,500 (二次②) + 5,000 (三次①)
再エネ予測誤差	1,900 (三次②)	・3エリアから9エリアへ拡大	3,800 (三次②)	1,900 (三次②)
電源脱落 (瞬時)	$\frac{2,800}{\text{(内訳)}}$ 1,400 (一次) + 1,400 (二次①)	<ul style="list-style-type: none"> ・3エリアから9エリアへ拡大 ・データの最新化 (2022年度実績) 	$\frac{4,400}{\text{(内訳)}}$ 2,200 (一次) + 2,200 (二次①)	$\frac{2,800}{\text{(内訳)}}$ 1,400 (一次) + 1,400 (二次①)
電源脱落 (継続)	1,400	<ul style="list-style-type: none"> ・3エリアから9エリアへ拡大 ・データの最新化 (2022年度実績) 	2,200	1,400
必要量合計	14,200		24,300	14,600

- 2030年度前後の導入が見込まれる同時市場に係る便益の試算等を実施するためには、将来的な再エネ導入の影響等を踏まえた上での必要量試算が必要となるため、まずもって、再エネ導入の増加を踏まえた2030年頃の需給調整市場における必要量（領域③）の試算を行った。
- また、試算を行うにあたり、前提条件（将来の想定方法）については以下のとおりとした。
 - 第84回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2023年3月22日）において、2019年時点から2030年時点の一次～三次①必要量の変化割合が推計されているため、これを用いて現在の需給調整市場における必要量（領域①'）をベースに、必要量の変化割合で補正することで、領域③を算出した。
 （領域①'は2022年度をもとに算出した必要量であり、第84回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会では2019年度をベースとしているため、設備量変化を過大に考慮した（リスク目的）試算となる点に留意）
 - 続いて、電源脱落については単機最大脱落量に依存するが、再エネ導入の増加があったとしても、大きく規模感は変わらないとの前提に立ち、据え置きとした。
 - また、第92回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2023年10月16日）においては、2021年度以降の2カ年実績を踏まえると三次②募集量は増加しておらず、なおかつ、効率的な調達等の取り組みにより今後必要量が減少する可能性もあることから、2030年度の三次②必要量は2023年度必要量の3σを据え置きとしていることを踏まえ、三次②必要量については領域①'の値のままとした。

■ 前述の前提条件（将来の想定方法）を踏まえた、将来の需給調整市場における必要量（領域③）の試算結果については、以下のとおり。

対応する事象	現在の需給調整市場における必要量 （領域①'） [MW]	将来の需給調整市場における必要量 （領域③） [MW]
時間内変動 （極短周期成分）	1,100（一次）	1,300（一次）
時間内変動 （短周期成分）	800（二次①）	1,000（二次①）
需要予測誤差	12,000 （内訳） 4,500（二次②） + 7,500（三次①）	13,800 （内訳） 5,400（二次②） + 8,400（三次①）
再生エネ予測誤差	3,800（三次②）	3,800（三次②）
電源脱落 （瞬時）	4,400 （内訳） 2,200（一次） + 2,200（二次①）	4,400 （内訳） 2,200（一次） + 2,200（二次①）
電源脱落（継続）	2,200	2,200
必要量合計	24,300	26,500



※1 将来の調整力必要量の変化割合で補正
 ※2 領域①から据え置き

- 将来の調整力必要量の変化について、各エリア別の割合は下表のとおり。
- なお、本試算は第6次エネルギー基本計画における2030年度想定需要や再エネ導入量（2030年度の野心的水準）を使用している。

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
将来の調整力必要量の変化割合 (2030年/2019年)	1.4	1.6	0.97	1.1	1.5	0.8	1.1	1.5	1.5

(2) コストメリットの試算について
【検討断面の前提条件について】

18

- 電圧変動の設備対策は、相応の年数が必要となること、および、新佐久間FC新設分と東清水FC増強分は2027年度末の運用開始を予定していることから、2030年度時点の想定でシミュレーションを実施した。
- 具体的には、第6次エネルギー基本計画における2030年度想定需要や再エネ導入量（2030年度の野心的水準）を使用し、再エネ以外の設備量は供給計画における2030年度の値を使用した。

2030年度の再生可能エネルギー導入見込

- 2030年度の再生可能エネルギー導入量は、足下の導入状況や認定状況を踏まえつつ、各省の施策強化による最大限の新規案件形成を見込むことにより、3,130億kWhの実現を目指す（政策対応強化ケース）。
- その上で、2030年度の温室効果ガス46%削減に向けては、もう一段の施策強化等に取り組むこととし、その施策強化等の効果が実現した場合の野心的なものとして、合計3,360～3,530億kWh程度（電源構成では36～38%）の再生可能エネルギー導入を目指す。
- なお、この水準は、上限やキープではなく、今後、現時点で想定できないような取組が進み、早期にこれら水準に到達し、再生可能エネルギーの導入量が増える場合には、更なる高みを目指す。

GW(億kWh)	2030年度の野心的水準	H27策定値
太陽光	103.5～117.6GW (1,290～1,460)	64GW (749)
陸上風力	17.9GW (340)	9.2GW (161)
洋上風力	5.7GW (170)	0.8GW (22)
地熱	1.5GW (110)	1.4～1.6GW (102～113)
水力	50.7GW (980)	48.5～49.3GW (939～981)
バイオマス	8.0GW (470)	6～7GW (394～490)
発電能力値	3,360～3,530億kWh	2,366～2,515億kWh

※ 2030年度の野心的水準は概算であり、合計は四捨五入の關係で一致しない場合がある

出所)経済産業省ホームページ 第6次エネルギー基本計画 (2030年度におけるエネルギー需給の見通し (関連資料) 赤枠追記)
https://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic_plan/pdf/20211022_03.pdf

(2) コストメリットの試算について
【検討断面の前提条件について (調整力必要量)】

20

- 需給シミュレーションに設定する調整力必要量については、検討断面の再エネ導入量を踏まえ、再エネの予測誤差と時間内変動を算出した上で想定する。
- 検討断面の再エネの予測誤差と時間内変動については、第72回委員会（2022年4月12日）で整理した「将来の再生可能エネルギー導入拡大に伴う調整力の検討」で用いた推計方法と同様に算定した。

(1) 調整力必要量の推計について
【将来の時間内変動および予測誤差の推計方法について】

27

- 将来（2040～2050年）の調整力必要量を推計については、以下の前提を置き推計することとした。

【再エネの時間内変動】

- 将来の時間内変動の推計では、保守的な仮定を置くという前提のもと、**N倍の相関**を仮定し推計することとす。

【再エネの予測誤差】

- 将来の予測誤差の推計についても、保守的な仮定を置くという前提のもと、N倍の相関を仮定。
- さらに、2040～2050年までの予測精度向上の更なる進展を想定した上で、再エネの設備導入量の増加と予測誤差の相関は、**0.66×N倍と仮定**することとす。 (※Nは5以内を参照)

【再エネの出力制御】

- **再エネの出力制御による影響も考慮した上で、調整力必要量を推計**することとす。
- 具体的には、予測誤差、時間内変動ともに、出力制御額を超える下振れが発生した場合のみを変動として扱い、それ以外は変動0と扱う。

出所)第72回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 (2022年4月12日) 資料3 抜粋 赤線追記
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2022/links/chousei_72_03r.pdf

中長期的な調整力必要量の算定方法について (三次②)

29

- 三次②は2021年度から取引が開始され、2年分の取引実績を確認すると、エリアを跨いだ共同調達や、アンサンブル予報の活用といった取り組みによって三次②募集量は増加していない結果であった。
- また、需給調整市場検討小委において、3次②についても調整力の効率的な調達の仕組み（前日に1σ相当を調達し、不足時は時間前市場にて追加調達を行う）について検討が進められており、今後必要量が減少する可能性も踏まえ、三次②必要量については、2023年度現在の必要量の3σ値を据え置く形で試算を実施。

(参考) 三次②必要量と募集量 (左: 2021年度分、右: 2022年度分)

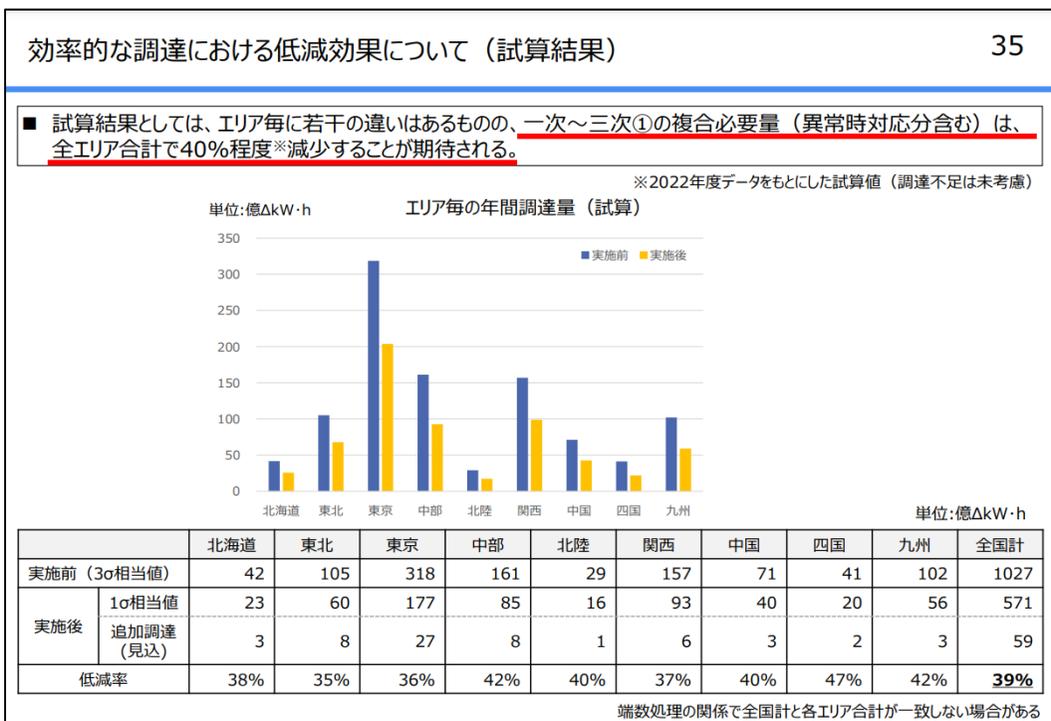


- また、需給調整市場においては、一次～三次①について「複合約定ロジック」ならびに「調整力の効率的な調達」が導入されており、必要量の低減を図っている。
- まず、複合約定ロジック効果を試算に反映するために、現在の需給調整市場における必要量（領域①'）において、単独商品と複合商品の必要量低減率を算出し、それを領域③に適用することとする。
- 具体的には、下表のとおり、単独商品と比較して30%程度の低減が見込まれることから、領域③の一次～三次①については、0.7倍することで必要量低減効果を考慮することとする。

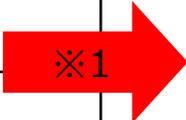
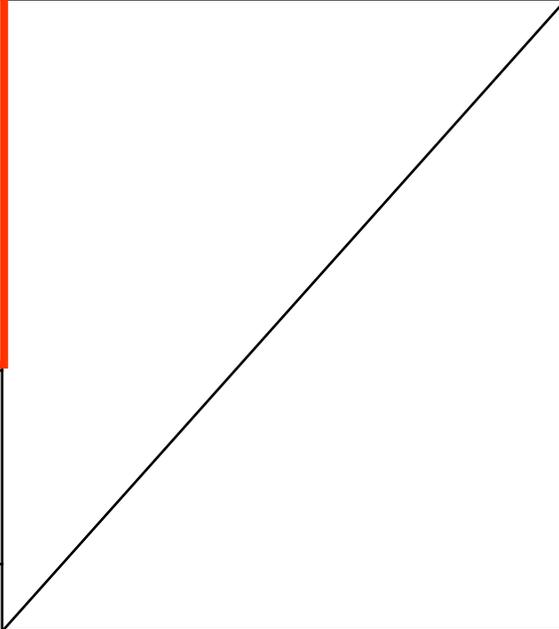
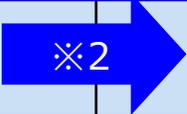
対応する事象	現在の需給調整市場における必要量（①'）		複合商品による必要量低減率
	必要量[MW]	（9エリア）単独必要量	
時間内変動 （極短周期成分）	9,700 （一次～三次①複合3σ）	1,100（一次）	0.7 （=9,700/(1,100+800+12,000)）
時間内変動 （短周期成分）		800（二次①）	
需要予測誤差		12,000 （内訳） 4,500（二次②） + 7,500（三次①）	

- 続いて、調整力の効率的な調達について試算への反映を行う。
- 効率的な調達とは、メイン取引（週間断面）において1σ相当値を調達し、不足すると見込まれる場合は、以降の需給調整市場（前日断面）で追加で調達する取り組みとなる。
- 第40回需給調整市場検討小委員会（2023年6月29日）では、効率的な調達を導入すると、一次～三次①の複合必要量（異常時対応含む）が約40%低減されるとの試算結果が示されたことから、本試算においても40%の低減効果を加味して、領域③の一次～三次①および電源脱落分の必要量を補正※することとする。

※ 本来的には1σ相当値で充足する断面（年間84%程度）と3σ相当値まで追加調達する断面（年間16%程度）があるが、年間平均の低減効果として一律40%減で補正した。



■ 前述の複合約定ロジックおよび効率的な調達による補正を踏まえると、領域③の試算結果は以下のとおり。

対応する事象	将来の需給調整市場における必要量 （領域③）[MW]	複合約定を考慮した 領域③必要量[MW]	複合約定・効率的な調達を考慮した 領域③必要量[MW]	
時間内変動 （極短周期成分）	1,300（一次）	 11,300 （複合3σ）		
時間内変動 （短周期成分）	1,000（二次①）			
需要予測誤差	13,800 （内訳） 5,400（二次②） + 8,400（三次①）			
電源脱落 （瞬時）	4,400 （内訳） 2,200（一次） + 2,200（二次①）	同左		
電源脱落（継続）	2,200	同左		
一次～三次① （異常時対応含む） 必要量合計	22,700	 17,900		10,700
再エネ予測誤差	3,800（三次②）	同左		同左
領域③ 必要量合計	26,500	21,700	14,500	

※1 複合約定を考慮して、0.7倍

※2 調整力の効率的な調達を考慮して、0.6倍

■ また、領域①'について、領域③と同様に複合約定ロジックおよび効率的な調達による補正を踏まえると、領域①'は以下のとおりとなる。

対応する事象	現在の需給調整市場における必要量 (領域①') [MW]	複合約定を考慮した 領域①'必要量[MW]	複合約定・効率的な調達を考慮した 領域①'必要量[MW]	
時間内変動 (極短周期成分)	1,100 (一次)	9,700 (複合3σ)		
時間内変動 (短周期成分)	800 (二次①)			
需要予測誤差	12,000 (内訳) 4,500 (二次②) + 7,500 (三次①)			
電源脱落 (瞬時)	4,400 (内訳) 2,200 (一次) + 2,200 (二次①)	同左		
電源脱落 (継続)	2,200	同左		
一次～三次① (異常時対応含む) 必要量合計	20,500	16,300		9,800
再エネ予測誤差	3,800 (三次②)	同左		同左
領域① 必要量合計	24,300	20,100	13,600	

※ 調整力の効率的な調達を考慮して、0.6倍

- 最後に、これまでの試算結果を踏まえ、2030年頃の同時市場における必要量（領域④）の試算を行った。
- また、試算を行うにあたり、前提条件（将来の想定方法）については以下のとおりとした。
 - 需給調整市場から同時市場といった市場構造の変化に伴う必要量の規模（低減効果）は、大きくは変わらないと考えて、現在の需給調整市場（領域①）から同時市場（領域②）への必要量の変化割合で補正する。
 - この際、前述のとおり、予備力必要量は案2（30%）としたことに伴い、変化割合は0.6となる（次頁参照）。
 - 複合約定ロジックの低減効果については、第58回本作業会でお示したとおり、同時市場における簡易複合約定ロジックは、需給調整市場における複合約定ロジックと同程度の必要量低減効果が期待できるとしたため、今回の試算においても、同様の低減効果があると見做した（上の変化割合は変わらない）。
 - また、調整力の効率的な調達については、当初は少なめに調達しておき、不足すると見込まれる場合は、以降の断面で追加調達する仕組みであり、詳細方法は今後の検討となるが、同時市場（前日以降も都度SCUC）においては、不足予見性や追加調達はより一層実施しやすくなる（効率的な調達は可能）と考えられることから、本試算においても、効率的な調達による必要量低減効果があると見做した（上の変化割合は変わらない）。
 - Δ kW確保エリアの拡大については、不等時性により必要量が低減する方向と考えられるが、どの程度低減するかについては現時点の算定が難しいため、本試算では織り込まないこととした。

- 第56回本作業会で試算した、現行の需給調整市場の必要量(領域①)と、現行の同時市場の必要量(領域②)との関係性から、必要量の変化割合は、下表のとおり「0.6」となる。
(前日～GCまでの残余需要予測誤差の30%を確保すると整理したことから、予備力として確保する前日～GC予測誤差対応分は1,350MWとした)

対応する事象	第56回本作業会の数値を引用		③→④の試算に必要な数値
	現在の需給調整市場における必要量(①) [MW]	現在の同時市場における必要量(②) [MW]	
時間内変動 (極短周期成分)	600 (一次)	600 (同左)	0.6 =8,600(②)/ 14,200(①)
時間内変動 (短周期成分)	400 (二次①)	400 (同左)	
GC～実需給 予測誤差	合計：7,100 (内訳) 2,300 (二次②) + 4,800 (三次①)	GC～実需給の残余需要予測誤差量 3,400	
前日～GC 予測誤差	1,900 (三次②) ※再エネ予測誤差のみ	前日～GCまでの予測誤差の30% 1,350(=4,500×0.3) (前日～GCまでの予測誤差は4,500)	
電源脱落 (瞬時)	2800 (内訳) 1,400 (一次) + 1,400 (二次①)	2,800 (同左)	
電源脱落(継続)	1,400	0	
必要量合計	14,200	8,600	

(論点②) 簡易的な複合約定について (3 / 3)

17

- これらを踏まえると、ΔkW確保エリア拡大によって必要量の重なりが大きくなり（同時発生しない傾向が強くなり）、かつ、GC以前から「予備力」（需給調整市場で扱っていない商品）を一定程度確保する同時市場においては、複合必要量を廃止したうえで、各商品毎必要量を全て重複しているものとして扱う（一定の割り切りを許容した）簡易的な複合約定ロジックを導入する方向を基本としてはどうか。
- この場合、同時最適を行うにあたっての制約条件は下記の通りとなり、ロジック簡略化と実質的な調達量の低減（現行の複合約定ロジックと同程度※1）の両立が期待できるのではないかと。

※1 応札リソースのラインナップによっては多少の差異が出る場合もある。

【簡易的な複合約定ロジック】

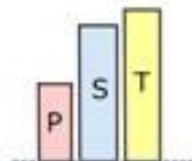
$$\text{一次: } \sum_{n=1}^N P_n \geq P \quad \text{二次: } \sum_{n=1}^N S_n \geq S \quad \text{三次}^{\ast 2}: \sum_{n=1}^N T_n \geq T$$

【各商品毎必要量】

- ・一次 (GF) 必要量 : P
- ・二次 (LFC) 必要量 : S
- ・三次 (EDC) 必要量 : T

商品毎必要量

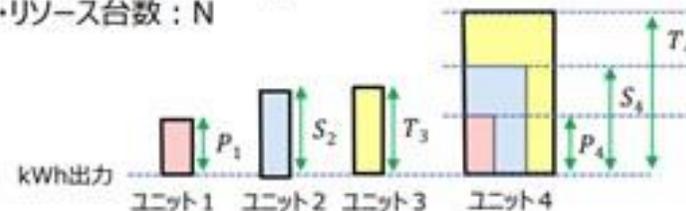
商品毎必要量が全て重複している（同時発生しない）ものとして扱う（割り切る）



【応札リソース】

- ・一次供出可能量 : P_n
- ・二次供出可能量 : S_n
- ・三次供出可能量 : T_n
- ・リソース台数 : N

※2 三次インセンティブ案の設計により、制約条件が追加される可能性あり。



- 前述の前提条件を踏まえた、将来の同時市場における必要量（領域④）の試算結果については、以下のとおり。
- 本試算結果として、将来（2030年頃）の9エリア合計の需要（平均 0.97億kW）に対する調整力必要量の比率については、領域③で14.9%、領域④で9.0%となった。

対応する事象	領域③（需給調整市場）必要量[MW]	領域④（同時市場）必要量[MW]
時間内変動 （極短周期成分）	10,700 （複合約定ロジック・効率的な調達による補正後）	
時間内変動 （短周期成分）		
需要予測誤差		
電源脱落 （瞬時）		
電源脱落（継続）		
再エネ予測誤差	3,800（三次②）	
必要量合計[MW]	14,500	8,700
将来需要に対する 調整力の比率[%]	14.9%	9.0%

※1 需給調整市場（領域①）から同時市場（領域②）への必要量の変化割合と等価

- また、領域③、④との比較のため、領域①'、②'についても9エリア需要に対する調整力必要量の比率を算出した。
- なお、領域②'については、対象エリア等、領域③、④と前提が異なるため、今回の試算で修正をした領域①'に対し領域④同様の必要量の変化割合(0.6倍)を用いて算出することとした。
- 本試算結果として、現在(2024年)の9エリア合計の需要(平均0.99億kW)に対する調整力必要量の比率については、領域①'で13.7%、領域②'で8.3%となった。

対応する事象	領域①' (需給調整市場) 必要量[MW]	領域②' (同時市場) 必要量[MW]
時間内変動 (極短周期成分)	9,800 (複合約定ロジック・効率的な調達による補正後)	/
時間内変動 (短周期成分)		
需要予測誤差		
電源脱落 (瞬時)		
電源脱落 (継続)		
再エネ予測誤差	3,800 (三次②)	
必要量合計[MW]	13,600	8,200 (複合約定ロジック・効率的な調達による補正後)
将来需要に対する調整力の比率[%]	13.7%	8.3%

※1 第56回本作業会における需給調整市場(領域①)から同時市場(領域②)への必要量の変化割合で補正

- 全国及び供給区域ごとの需要想定をもとに、9エリア合計の平均需要 (kW) を試算した。
- 具体的には、沖縄除く9エリアの需要と全国の比率は0.99程度※であることから、以下の通りとした。
 - 現時点 (2024年度) の9エリア合計の需要想定 (平均) は【8,733億kWh×0.99/8,760≒0.99億kW】
 - 将来 (2030年度) の9エリア合計の需要想定 (平均) は【8,615億kWh×0.99/8,760≒0.97億kW】

【「全国及び供給区域ごとの需要想定 (2023年度)」における需要想定値】

表1 全国の需要想定結果

年度	想定										平均 増減率 2022 ~2032
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	
最大需要電力(送電端)	161,821	162,200	161,897	161,524	161,132	160,778	160,406	160,003	159,582	159,179	▲ 0.1
年負荷率	61.5	61.5	61.5	61.5	61.5	61.5	61.5	61.5	61.5	61.5	-
需要電力量合計(送電端)	873,531	873,292	871,640	869,618	870,011	865,673	863,672	861,482	861,753	857,189	▲ 0.2
需要電力量合計(需要端)	832,046	831,882	830,320	828,406	828,796	824,679	822,788	820,722	821,000	816,665	▲ 0.2
需要電力量合計(使用端)	830,930	830,765	829,202	827,288	827,676	823,561	821,670	819,604	819,880	815,547	▲ 0.2
家庭用その他	302,244	299,784	298,032	296,235	295,216	292,600	290,744	288,847	287,738	285,017	▲ 0.6
業務用	199,459	199,187	199,329	199,199	199,690	199,104	199,077	198,963	199,392	198,736	0.0
産業用その他	329,226	331,793	331,841	331,854	332,770	331,857	331,850	331,795	332,750	331,794	0.1

(注)表中の単位は、最大需要電力では千kW、需要電力量では百万kWh、年負荷率では%

エリア	2024年度		2030年度	
	最大需要電力 (送電端) [MW]	全国合計値に 対する比率	最大需要電力 (送電端) [MW]	全国合計値に 対する比率
北海道	4,170	0.99※	4,170	0.99※
東北	13,340		13,060	
東京	55,140		54,750	
中部	24,700		24,140	
北陸	4,930		4,860	
関西	27,510		27,010	
中国	10,430		10,355	
四国	4,950		4,800	
九州	15,410		15,180	
沖縄	1,620	0.01	1,678	0.01
全国	162,200	1	160,003	1

- 前述までの試算結果をまとめると下表のとおり。
- 調整力必要量の比率としては「領域①' : 13.7%」「領域②' : 8.3%」「領域③ : 14.9%」「領域④ : 9.0%」となり、再エネの導入量が増加する中で調整力必要量の増加が見込まれるが、同時市場への移行（追加起動の仕組みや計画基準の変更、商品集約といった前提条件の変更）によって低減できると考えられる。
- 本試算結果をもとに、同時市場の導入に係る便益試算等を実施していくこととしたい。

	需給調整市場における必要量		同時市場における必要量
2024年度（現在）	①' ※13.7%	→	②' ※8.3%
↓再エネ導入増			
2030年度～（将来）	③ ※14.9%	→	④ ※9.0%

再エネ導入増の影響を踏まえ試算

①②の関係性を鑑み試算

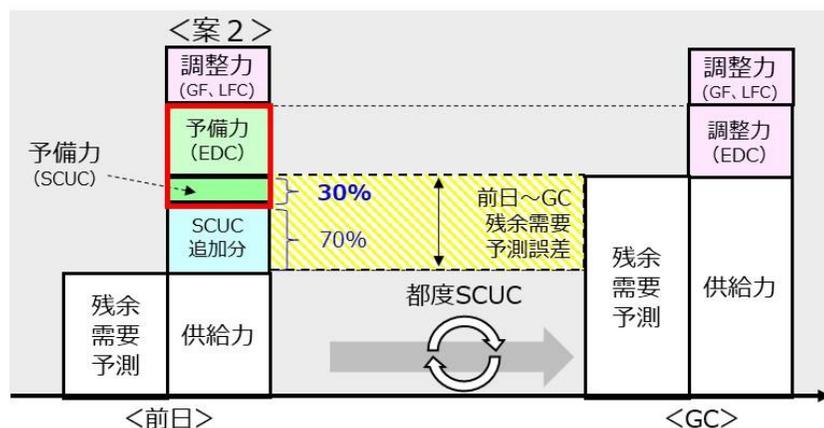
※9エリア合計の需要平均に対する調整力必要量の比率

1. 前回までの振り返りと論点整理
2. 予備力必要量の考え方
3. 同時市場における必要量の試算（便益評価用）
4. まとめ

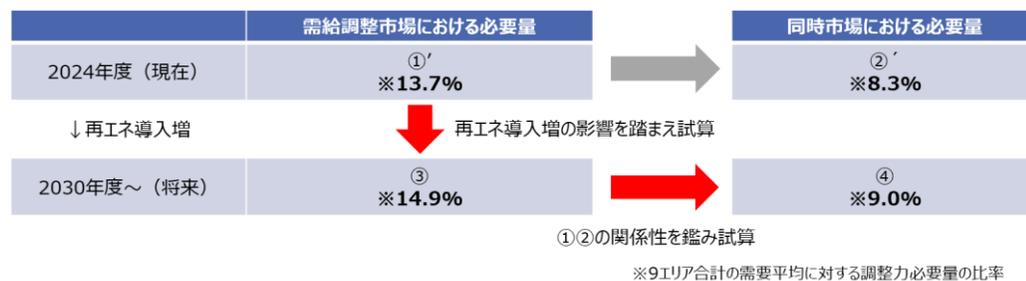
- 同時市場における調整力・予備力必要量の考え方に関して、論点①「予備力必要量の考え方」、および論点②「同時市場における必要量の試算（便益評価用）」の検討結果は以下のとおり。
- 今後は本検討結果をもとに、同時市場の導入に係る便益試算等を実施していくこととしたい。

論点	検討内容	検討結果
① 予備力必要量の考え方	SCUC追加分を加味した上で、予備力必要量の考え方をどうするか。	前日～GCまでの残余需要予測誤差については30%を事前調達することとし、必要量算定式としては下記のとおりとする。 【予備力必要量 = GC以降のEDC必要量相当 + 前日からGCの残余需要予測誤差の30%】
② 同時市場における必要量の試算（便益評価用）	将来的な再エネ導入を踏まえた上で、同時市場の必要量はどの程度になると見込まれるか（領域③④の試算）。	試算の結果、将来需要に対する調整力必要量の比率として、領域③は14.9%、領域④は9.0%となった。

【予備力必要量の考え方】



【同時市場における必要量の試算（便益評価用）】



※9エリア合計の需要平均に対する調整力必要量の比率