

第24回 制度設計専門会合 事務局提出資料

～卸電力市場の現況及び課題～

平成29年11月28日（火）



電力・ガス取引監視等委員会
Electricity and Gas Market Surveillance Commission

本日の議題

- 旧一般電気事業者の入札制約の在り方について
- 北海道エリアの卸電力市場の現状と課題について

自主的取組の意義と再整理の必要性

- 旧一般電気事業者9社は、「電力システム改革専門委員会報告書」（2013年2月）における整理を踏まえ、自主的取組として、①限界費用ベースで②余剰電力の全量を卸電力取引所のスポット市場へ投入している。このような取組の効果もあり、電力需要に占める卸電力市場における取引割合は、自主的取組が開始されて以降、着実に増加傾向にあり、卸電力市場の活性化に寄与している。
- この背景には、その大半が総括原価方式の下で形成された旧一般電気事業者保有電源を卸電力市場の活性化のために最大限、経済合理的に活用しようとの考え方がある。
- 特に、昨年4月の小売全面自由化以降、新電力シェアは増加傾向にあるものの、我が国における発電設備の保有構造等には大きな変化がみられないことを踏まえると、余剰電力の全量市場投入は引き続き重要な意義を持っている。このため、小売電力市場における更なる競争を促進する観点から、電力システム改革に伴う制度変更等を踏まえ、更なる精緻化を図る必要がある。

入札制約の位置づけ①

- 旧一般電気事業者の自主的取組は、「①限界費用ベースで②余剰電力の全量をスポット市場へ投入すること」とされているが、この「余剰電力の全量」の定義は、これまで必ずしも明確な整理が行われていない。
- 余剰電力の全量（＝入札可能量）とは、基本的には、各コマにおける「自社供給力－自社想定需要－予備力－入札制約」と考えられる。自主的取組の精緻化を図る観点からは、入札可能量を決定する要素となる「自社供給力」、「自社想定需要」、「予備力」、「入札制約」に関する考え方の整理が重要となる。
- このうち、「入札制約」については、第4回制度設計ワーキンググループ（平成25年12月9日）において、各旧一般電気事業者が考慮している入札制約の状況がアンケート結果として示されているにとどまっている。
- このため、本日は、前回の会合において、「旧一般電気事業者（小売部門）の予備力の在り方」について御議論いただいたことに続き、「入札制約」や「自社供給力」等の考え方について、卸電力市場の活性化の観点から、御議論をお願いしたい。

入札制約の位置づけ②

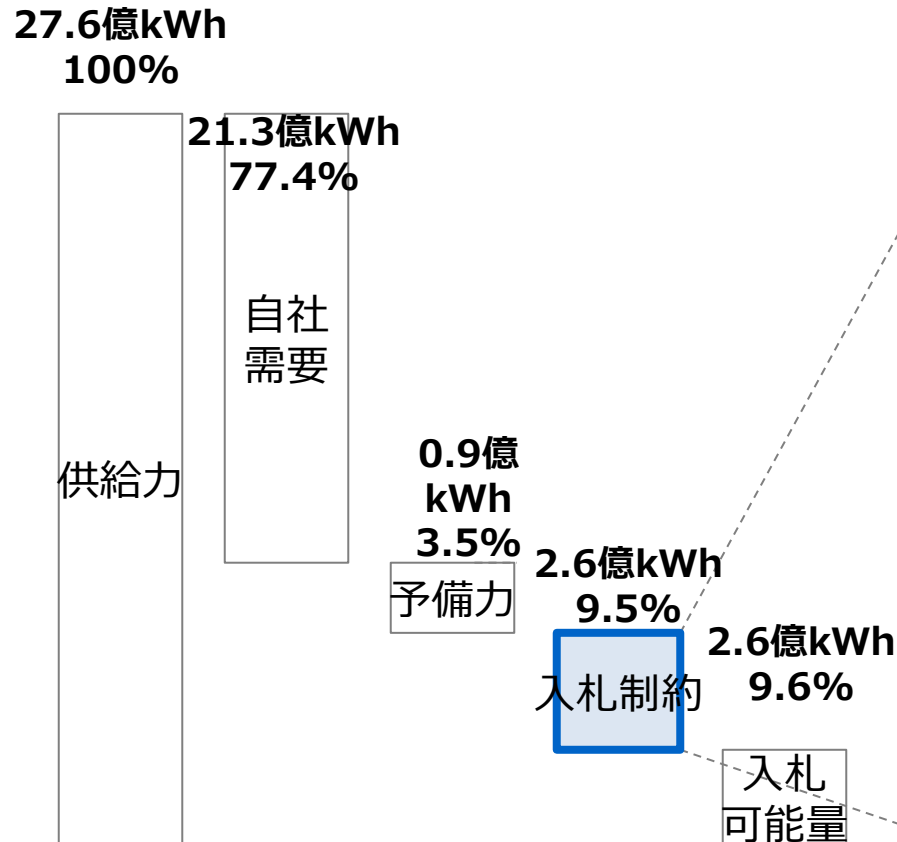
- 自主的取組*の主な構成要素と課題は下記のとおり。*余剰電力の全量投入に限る。

主な構成要素		課題内容	検討状況
①限界費用ベース		<ul style="list-style-type: none"> 余剰電力については、シングルプライスオークションの下では、限界費用でスポット市場へ投入することが合理的であると考えられるが、「限界費用ベース」の中身には、限界費用以外のいかなる費用が加算されているか。 	第20回制度設計専門会合 等
②余剰電力の全量投入	自社供給力	<ul style="list-style-type: none"> 「自社供給力」にいかなる電源が含まれるのか（停止電源の取扱い等）。 発電・小売が別会社化した場合の取扱いをどう考えるか。 等 	本日、御議論いただく内容
	自社想定需要	<ul style="list-style-type: none"> 自社想定需要が過大に見積もられた場合（予備力も比例して増加）、結果として、売入札量が減少するため、「自社想定需要」が適切に予測されているか。 等 	今後、各社の需要予測の精度について検証予定。
	予備力	<ul style="list-style-type: none"> 旧一般電気事業者（小売部門）がスポット市場、一時間前市場、ゲートクローズの各断面でいかなる予備力を持つべきか。 等 	第23回制度設計専門会合 等
	入札制約	<ul style="list-style-type: none"> 第4回制度設計ワーキンググループ（平成25年12月9日）において示された旧一般電気事業者各社の入札制約の状況は、その後の制度変更等を踏まえ、現在はどうあるべきか（入札制約と供給力の関係、入札制約の妥当性など） 等 	本日、御議論いただく内容

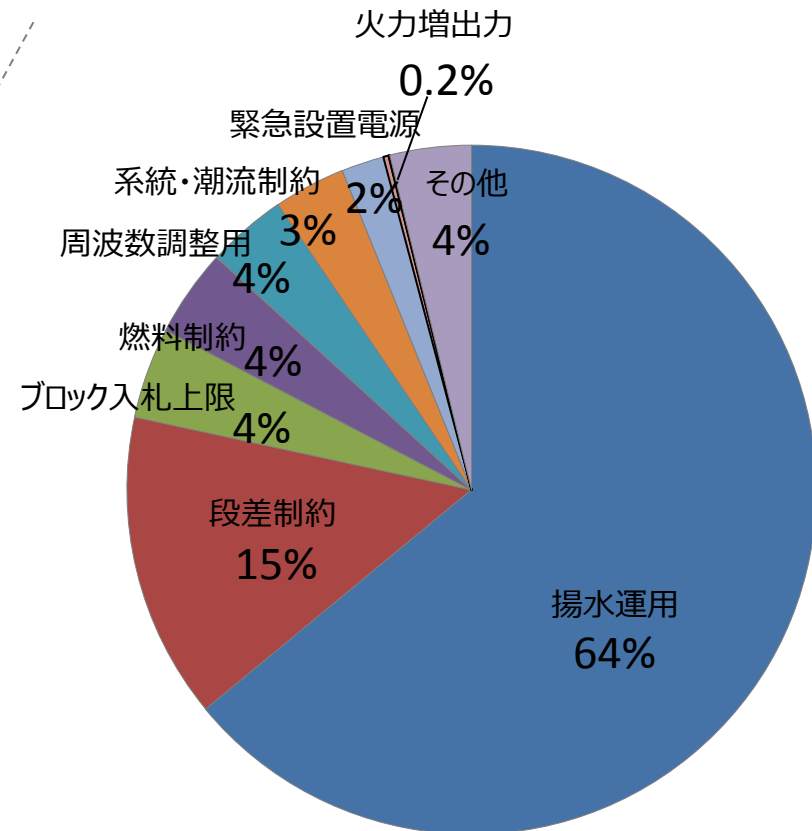
入札制約が供給力に占める割合と内訳

- 特定日（2017年5月30日受渡しのスポット市場）をサンプルとして抽出し、検証を行ったところ、旧一般電気事業者の入札制約量は、供給力の10%弱を占めており、入札可能量とほぼ同量に匹敵する水準にある。
- 具体的な入札制約としては、揚水制約や段差制約がその多くを占めている。

【各コマにおける入札可能量の算定イメージ】



【入札制約の内訳（種類別）】



- 沖縄電力を除く一般電気事業者9社の合計値にて作成
- 指定日1日間（'17/5/30）の全時間帯にて作成

旧一般電気事業者各社の入札制約の状況（平成29年10月時点）

- 事務局において、本年10月、旧一般電気事業者9社に対し、今後の入札制約事由を確認したところ、各社の回答は下記の通り。

※注 制約内容の種類については、暫定的に、過去の整理（第4回制度設計専門会合）を踏襲。

H25年ヒアリング時と 差異があるもの	H25年のWGにおける定義	北海道 電力	東北 電力	東京 電力(※)	中部 電力	北陸 電力	関西 電力	中国 電力	四国 電力	九州 電力
段差制約	・約定による出力変動が自社調整力の範囲に収まるよう、入札を段階的に実施するもの	✓	✓		✓	✓	✓	✓	✓	✓
ブロック入札上限	・ブロック入札可能件数が5件であることにより、入札に制約があるもの	✓								
揚水運用制約	・上池貯水量および翌日の復水可能量を踏まえ、必ずしも発電可能量の全量が入札対象とならないもの	✓	✓	✓	✓		✓	✓	✓	✓
燃料制約	・燃料調達量の増加・減少の制約から、発電所の運転に制約があるもの	✓	✓		✓		✓		✓	✓
火力増出力	・緊急時対策として、定格出力を超えて火力発電を運転するもので入札原資とならない	✓	✓			✓				✓
緊急設置電源	・緊急設置電源原資の入札や、もしくは緊急設置電源稼働時の入札を控えるもの	✓	✓							
系統・潮流制約	・回線の停止作業により、潮流上限を超える場合や、回線切断リスクに備えるもの				✓	✓			✓	✓
供給力変動リスク	・不調等により、停止・出力抑制に至る可能性が高いと見込まれるものを対象から控除		✓		✓	✓			✓	
公害防止協定	・電源立地地域との協定により、運転を抑制する必要があるもの	✓	✓			✓				
需要変動リスク	・高需要期など、気温感応度が高い時期に、天気予報の気温ずれ等に伴う需要上ブレリスクに備えるもの									
周波数調整用	・水力および火力がバナフリー運転時の調整力									
市場分断回避	・市場分断発生による、域内約定価格の下落や、域内他社の運用制約の回避のため供出量調整	✓							✓	
新たに分類した制約	・上記にあてはまらないもの		✓		✓	✓				

(※)東京電力は東京電力エナジーパートナーズからの回答を掲載

(参考) 入札時に考慮している制約事項 (第4回制度設計WG時の整理)

- 第4回制度設計ワーキンググループ(平成25年12月9日)において、旧一般電気事業者が入札制約としてどのような内容を考慮しているかについて、アンケート調査を実施。結果は下記のとおり。

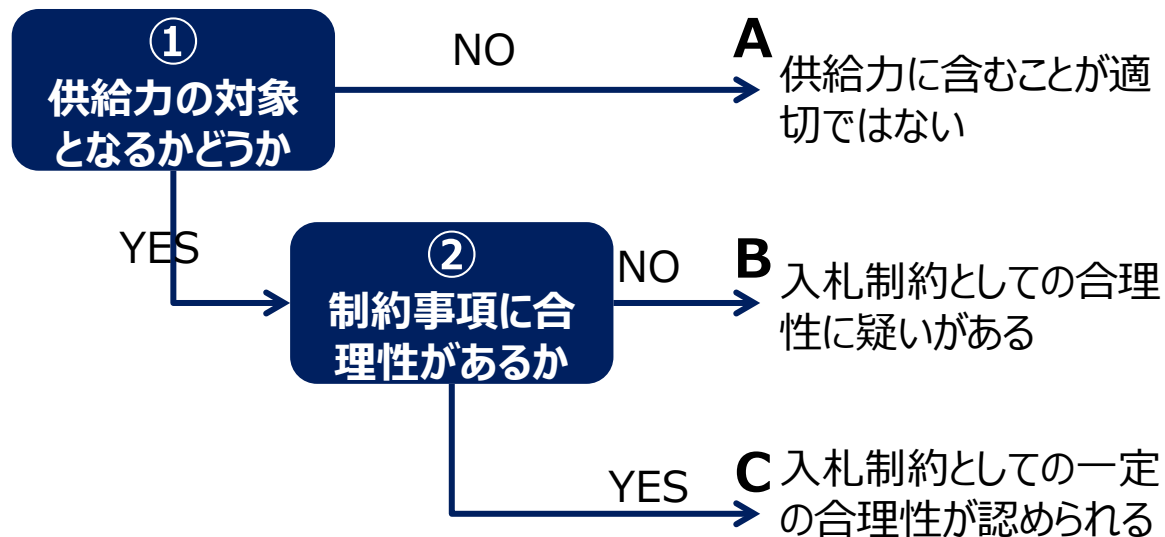
下記グラフは、第4回制度設計ワーキンググループ(平成25年12月9日)資料より抜粋

制約	内容	北海道電力	東北電力	東京電力	中部電力	北陸電力	関西電力	中国電力	四国電力	九州電力
段差制約	・ 約定による出力変動が自社調整力の範囲に収まるよう、入札を段階的に実施するもの	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
ブロック入札上限	・ ブロック入札可能件数が5件であることにより、入札に制約があるもの	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
揚水運用	・ 上池貯水量および翌日の復水可能量を踏まえ、必ずしも発電可能量の全量が入札対象とならないもの	✓		✓	✓		✓	✓	✓	✓
燃料制約	・ 燃料調達量の増加・減少の制約から、発電所の運転に制約があるもの	✓	✓		✓		✓	✓	✓	✓
火力増出力	・ 緊急時対策として、定格出力を超えて火力発電を運転するもので入札原資とならない	✓	✓			✓	✓	✓	✓	✓
緊急設置電源	・ 緊急設置電源原資の入札や、もしくは緊急設置電源稼働時の入札を控えるもの	✓	✓	✓						✓
系統・潮流制約	・ 回線の停止作業により、潮流上限を超える場合や、回線切断リスクに備えるもの		✓		✓	✓				✓
供給力変動リスク	・ 不調等により、停止・出力抑制に至る可能性が高いと見込まれるものを対象から控除		✓		✓	✓		✓		
公害防止協定	・ 電源立地地域との協定により、運転を抑制する必要があるもの	✓	✓			✓				
需要変動リスク	・ 夏季高需要期など、気温感応度が高い時期に、天気予報の気温ずれ等に伴う需要上ブレリスクに備えるもの		✓						✓	
周波数調整用	・ 水力および火力がバナフリー運転時の調整力				✓					
市場分断回避	・ 市場分断発生による、域内約定価格の下落や、域内他社の運用制約の回避のため供出量調整	✓								

入札制約の検証に関する視点

- これまで入札制約と整理された内容は、卸電力取引所への入札という観点から、以下の3種類に分類できる。
なお、ここでいう「供給力」は、「入札可能量 = 供給力 - 自社需要等」となるため、理論上、入札可能量の上限を画する基本的な要素であるという意義がある。
 - A そもそも入札可能量の算定上限となる供給力に含むことが適切ではないもの、
 - B 供給力に含むことができるものの、入札を制約する事由としての合理性には疑いがあるもの、
 - C 供給力に含むことができ、入札を制約する事由としての一定の合理性も認められるもの
- このため、卸電力市場の活性化を図るという観点から、制約事由ごとに、そもそも供給力の対象となるのか、制約事由としての合理性が認められるかという視点で検証を行うこととしたい。
- また、入札制約の定義についても、事業者ごとに具体的範囲が異なっているものも確認できているため、今後、適切にモニタリング等を実施するためにも、各制約事由の定義を明確にする必要がある。

入札制約の検証フロー



判断基準（案）

- 1 発電設備の出力に関して、発送電設備に関する物理的又は技術的理由から、入札を困難とする事情が常時存在するため、入札可能量の算定上、そもそも、供給力たりえないか否か。
- 2 （発送電設備に関する物理的又は技術的理由から、入札を困難とする事情が常時存在するわけではないが）発電所の運用面その他の必要から、入札対象とすることを制約する合理的な事情があるか。

検証①：供給力の範囲

- 前頁の判断基準に基づき、入札制約として整理されていた項目について、供給力の範囲か否かを検証した。
- 火力増出力や系統・潮流制約、周波数調整制約は供給力の範囲外として整理すべきではないか。

	供給力の対象 となる場合	判断理由
段差制約	✓	・ 段差制約は、スポット市場約定後における出力変動を考慮した制約であるため、物理的又は技術的理由から、取引所へ入札を行うことが困難な事由は認められない。
ブロック入札上限	✓	・ ブロック入札制約は、ブロック入札の利用枠を考慮した制約であるため、物理的又は技術的理由から、取引所へ入札を行うことが困難な事由は認められない。
揚水運用	✓	・ 揚水制約は、揚水発電所の利用枠を考慮した制約であるため、物理的又は技術的理由から、取引所へ入札を行うことが困難な事由は認められない。
燃料制約	✓	・ 燃料制約は、利用できる燃料枠を考慮した制約であるため、物理的又は技術的理由から、取引所へ入札を行うことが困難な事由は認められない。
火力増出力		・ 定格出力を超えた運転は、発電設備への負荷増大につながり、通常は定格以上の運転は行わないため、技術的理由から、取引所へ入札を行うことが困難と評価できる。
緊急設置電源	✓	・ 緊急設置電源は、需給逼迫などの条件を持たせば発電が可能となるため、物理的又は技術的理由から、取引所へ入札を行うことが困難な事由は認められない。
系統・潮流制約		・ 発電設備につながる系統作業等が行われた場合、当該発電設備から発電される電力については、物理的に取引所へ入札を行うことが通常困難となる。
供給力変動リスク	✓	・ 不調等により、停止・出力抑制に至る可能性が高い発電設備についても、発電自体は可能となるため、物理的又は技術的理由から、取引所へ入札を行うことが困難な事由は認められない。
公害防止協定	✓	・ 公害防止協定は、公害を防止する観点から一定の条件を満たす場合に発電が認められないに過ぎず、物理的又は技術的理由から、取引所へ入札を行うことが困難な事由は認められない。
需要変動リスク	✓	・ 需要変動リスクは、気候変動等に伴う需要増加分を踏まえた制約であり、物理的又は技術的理由から、取引所へ入札を行うことが困難な事由は認められない。
周波数調整用		・ 周波数調整にかかる電源については、送配電が確保しており、小売・発電BGとしては、物理的に取引所へ入札を行うことができない。
市場分断回避	✓	・ 市場分断回避制約は、市場分断の発生を避ける観点から入札量に制限をかけるものであり、物理的又は技術的理由から、取引所へ入札を行うことが困難な事由は認められない。
新たに分類した制約	✓	・ 個別事例毎に検証が必要となるが、少なくとも今回のヒアリングで新たに判明した入札制約については、物理的又は技術的理由から、取引所へ入札を行うことが困難な事由は認められない。

検証②：制約事項としての合理性（段差制約・ブロック入札上限）

- 検証①において、供給力の対象と判断した制約事項について、入札制約とする合理性について検証を実施。

段差制約
ブロック入札上限
揚水運用
燃料制約
火力増出力
緊急設置電源
系統・潮流制約
供給力変動リスク
公害防止協定
需要変動リスク
周波数調整用
市場分断回避
新たに分類した制約

段差制約

- 段差制約は、周波数を維持する観点から、約定による出力変動を自社調整力の範囲に収めることを目的に実施されているケースが存在。
- しかしながら、平成28年4月以降、送配電・発電・小売のライセンスが区分され、周波数調整は調整力を用いて一般送配電事業者が行うことと整理されたため、発電・小売部門としては、周波数を維持するための段差制約はもはや不要ではないか。
- 他方、発電又は、小売部門が、（周波数維持のためではなく）計画値を合わせる観点から（計画値同時同量）、一定の段差制約を設けることには合理性が認められるのではないか。
- ただし、その必要数量に関しては、継続的に検証していく必要がある（四半期に一度のモニタリングレポート等）。

ブロック入札上限

- スポット市場における売ブロック入札の上限数は、卸電力取引所におけるシステム上、上限が存在したが、旧一般電気事業者の要望を踏まえ、2016年8月に撤廃済み。
- 撤廃以降、既に1年以上が経過しており、事業者側の対応（必要に応じて、システム面の対応）も十分可能と考えられるため、ブロック入札制約には合理性はもはや認められないのではないか。

(参考) 現状の運用方法 (段差制約)

従来の定義(※)

- 約定による出力変動が自社調整力の範囲に収まるよう、入札を段階的に実施するもの

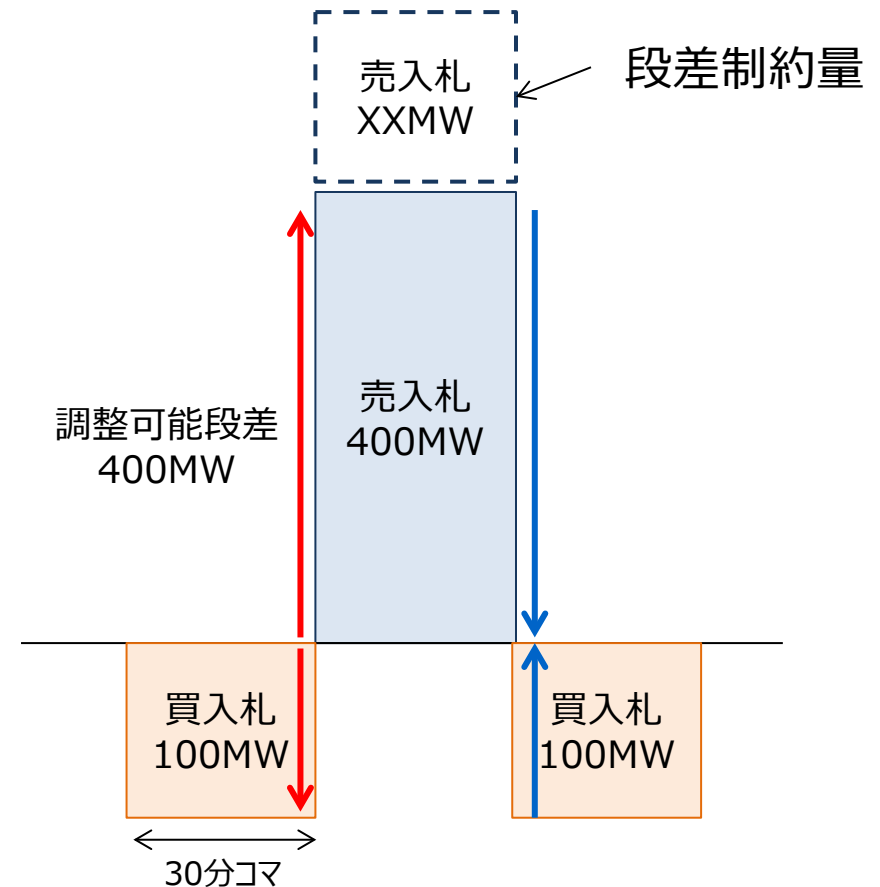
現状の運用方法

- 周波数維持や計画値を遵守する観点から、スポット約定による出力変動を自社電源等に対応可能な範囲内に収めるべく、スポット市場への入札可能量を算定している。

頻度・量等

- 発電所の出力調整可能量によって生じる制約であり、年間を通して恒常的に発生。
- 調整可能段差は、電源種や電源量によって異なるため、各社で差があり、10MW～600MW程度となっている。

(イメージ)



※従来の定義は、第4回制度設計ワーキンググループ（平成25年12月9日）資料で定義したものを引用。次ページ以降同様

(参考) 各社の対応状況（段差制約）

- ライセンス区分後、周波数維持のために段差制約を行う事業者は存在しなくなった。また、段差制約に関する考え方の変更に伴う段差制約量の見直しについては、中部電力と中国電力は既に見直しを行っており、今後、他社にも同様の動きが出ることが期待される。

	制約有無	周波数考慮 の有無	数値見直し の有無	備考
北海道電力	✓	無	無	・ ライセンス区分前から各ユニットにおける制約のみを考慮。
東北電力	✓	無	無	・ —
東京電力		—	—	・ —
中部電力	✓	無	有	・ 制約量は、ライセンス分離後運用を見直し大幅改善。
北陸電力	✓	無	無	・ ライセンス区分直前に小売事業者として見直しを実施。
関西電力	✓	無	有	・ 送配電ライセンスが分かれたのち数値見直しを行い、改善。
中国電力	✓	無	有	・ 送配電ライセンスが分かれたのち数値見直しを行い、若干改善。
四国電力	✓	無	無	・ —
九州電力	✓	無	無	・ ブロック入札を活用し、制約を減らす工夫を実施。

(参考) 現状の運用方法 (ブロック入札制約)

従来の定義

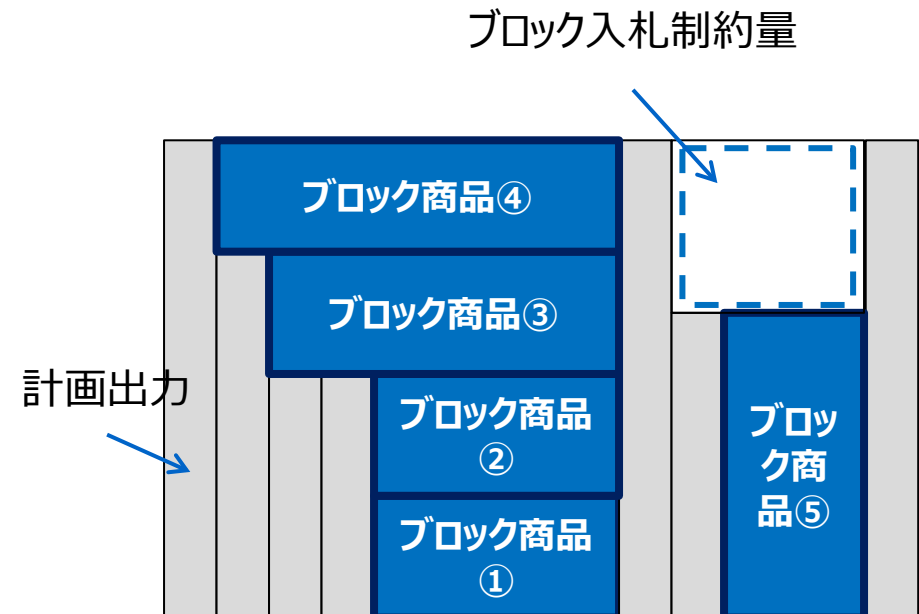
- JEPXシステム上のブロック入札可能件数が5件であることにより、入札に制約があるもの

現状の運用方法

- 従来、ブロック入札数が5枠に限定されていたため、余剰が存在するにもかかわらず、全量を市場へ投入することができない状況が発生
- ※注 ブロック入札とは、バランス停止火力など起動を要する電源については、並解列を伴うため、通常の入札では、歯抜け約定となった場合出力調整が不可能となるため、連続する複数のコマを一括して約定単位とするもの。
- 取引所はシステムを改修済 (2016年8月)
- 北海道電力においては、恒常的に発生 (本件に関しては、同社は2019年4月に予定している新システム導入により解消予定)

頻度・量等

(イメージ)



(参考) 各社の対応状況（ブロック入札上限）

- 北海道電力を除く旧一般電気事業者8社は、ブロック入札上限数の撤廃に伴い、既にブロック入札の数量増加等を実施している。
- しかしながら、北海道電力では、システム開発コスト等を理由に改善を行っていない状況が判明。

	制約有無	対応内容	解消時期
北海道電力	✓	<ul style="list-style-type: none"> 費用対効果の観点からシステム改修を実施せず。 人手による入札も実施予定なし。 	<ul style="list-style-type: none"> 2019年4月
東北電力		<ul style="list-style-type: none"> 対応済。但し、申請入札枠が不足するコマが一部で発生。 現在、ブロック入札数を増加申請済。 	<ul style="list-style-type: none"> 解消済
東京電力		<ul style="list-style-type: none"> 対応済。 	<ul style="list-style-type: none"> 解消済
中部電力		<ul style="list-style-type: none"> 対応済。但し、申請入札枠が不足するコマが一部で発生。 	<ul style="list-style-type: none"> 解消済
北陸電力		<ul style="list-style-type: none"> 対応済。 	<ul style="list-style-type: none"> 解消済
関西電力		<ul style="list-style-type: none"> 対応済。但し、申請入札枠が不足するコマが一部で発生。 	<ul style="list-style-type: none"> 解消済
中国電力		<ul style="list-style-type: none"> 対応済。 	<ul style="list-style-type: none"> 解消済
四国電力		<ul style="list-style-type: none"> 対応済。 	<ul style="list-style-type: none"> 解消済
九州電力		<ul style="list-style-type: none"> 対応済。 	<ul style="list-style-type: none"> 解消済

検証②：制約事項の妥当性（揚水運用・燃料制約・緊急設置電源）

段差制約	揚水制約	<ul style="list-style-type: none"> 揚水発電所の計画的運用を行うためには、翌日の復水可能量（技術的に上池の復水には数時間以上を要する）や水位制約（上池ないし下池が溢水しないか、又は、低水位によって他の障害が発生しないか）等を考慮して運用することに、一定の合理性が認められる。 ただし、その必要数量に関しては、継続的に検証していく必要がある（四半期に一度のモニタリングレポート等）。
ブロック入札上限		
揚水運用	燃料制約	<ul style="list-style-type: none"> 燃料（LNG及び石炭）の消費量は気候の寒暖等によって差異が生じるが、その輸送は数ヶ月以前に立案された計画に基づき、一定期間ごと（数週間以上）に行われることが一般的（その柔軟化は調達先や輸送手段の確保等の面から困難）。他方で、発電設備を経済合理的に運用するためには、計画誤差に対応するため一定期間（次の輸送までの間）、燃料消費を抑制し、結果として、入札対象としないことには、一定の合理性が認められる。 ただし、燃料消費の抑制期間、抑制量といった実態は事業者ごとに大きく異なるため、継続的に検証が必要ではないか（四半期に一度のモニタリングレポート等）。
燃料制約		
火力増出力		
緊急設置電源		
系統・潮流制約		
供給力変動リスク	緊急設置電源	<ul style="list-style-type: none"> 東日本大震災後に需給対策上設置された電源であり、環境アセスメント等を経ていないため、通常時に発電が認められていない。このため、緊急設置電源を入札制約とすることには合理性が認められる。
公害防止協定		
需要変動リスク		
周波数調整用		
市場分断回避		
新たに分類した制約		

(参考) 現状の運用方法 (揚水運用)

従来の定義

- 上池貯水量および翌日の復水可能量を踏まえ、必ずしも発電可能量の全量が入札対象とならないもの

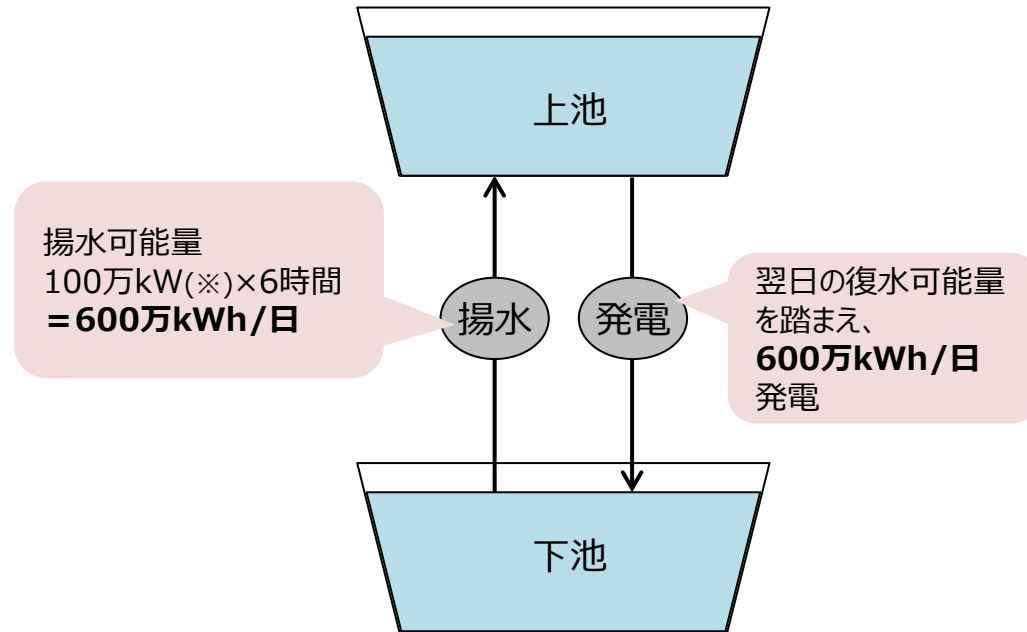
現状の運用方法

- 翌日における上池への復水可能量を踏まえた発電制約のほか、以下のような事由から入札対象としていない
 - 洪水時等における下池の流入量上限
 - 地元地域からの要請による水位制約

頻度・量等

- 恒常的に発生するが、特に夏、冬など需要が大きい時期はポンプアップ時間が不足する為、多く発生する傾向にある

(1日あたりの復水可能量を踏まえた制約イメージ)



< 1日あたりの制約量 >

- 1日あたりの供給力 **2,400万kWh**
(定格出力×発電可能時間)
 - ✓ 定格出力 100万kW
 - ✓ 発電可能時間 24時間
- 1日あたりの揚水可能量 **600万kWh**
 - ✓ 揚水量/h 100万kW (30%ロス考慮後)
 - ✓ 揚水可能時間 6時間 (深夜のみと想定)
- 1日あたりの制約量 **1,800万kWh**(供給力－揚水可能量)

(※)揚水には約30%のロスが発生するため、実際は100万kWh分を揚水するにあたっては142万kWh分の動力が必要となる。

(参考) 各社の対応状況（揚水運用）

- 復水可能量を考慮した制約が中心であるが、ほかにも河川法に基づく各種規程による下池への流入量の調整等による制約が存在。

	制約有無	復水可能量を考慮した運用による制約 以外 の制約
北海道電力	✓	✓ 河川流入がある揚水発電所の下部に、当該流入水を利用した通常の水力発電所が存在する場合(※)において、当該水力発電所を計画的に発電するために必要となる水量を確保するため、ポンプアップすることが制約される。(※)上池から下池を経由して流入。
東北電力	✓	✓ 上池における、漁協からの依頼等により水位上限・下限により制約が発生。また、下池（河川ダム）は流量が増加し過ぎた場合、河川法により制約となる。
東京電力	✓	✓ —（復水可能量による制約のみ）
中部電力	✓	✓ —（復水可能量による制約のみ）
北陸電力		✓ —（揚水発電所無）
関西電力	✓	✓ —（供給力から除外されているもの以外では、復水可能量による制約のみ。）
中国電力	✓	✓ —（復水可能量による制約のみ）
四国電力	✓	✓ 台風や大雨によって流量が増加し過ぎた場合等、河川法に基づく各種規定により制約となる。
九州電力	✓	✓ —（復水可能量による制約のみ）。

(参考) 現状の運用方法 (燃料制約)

従来の定義

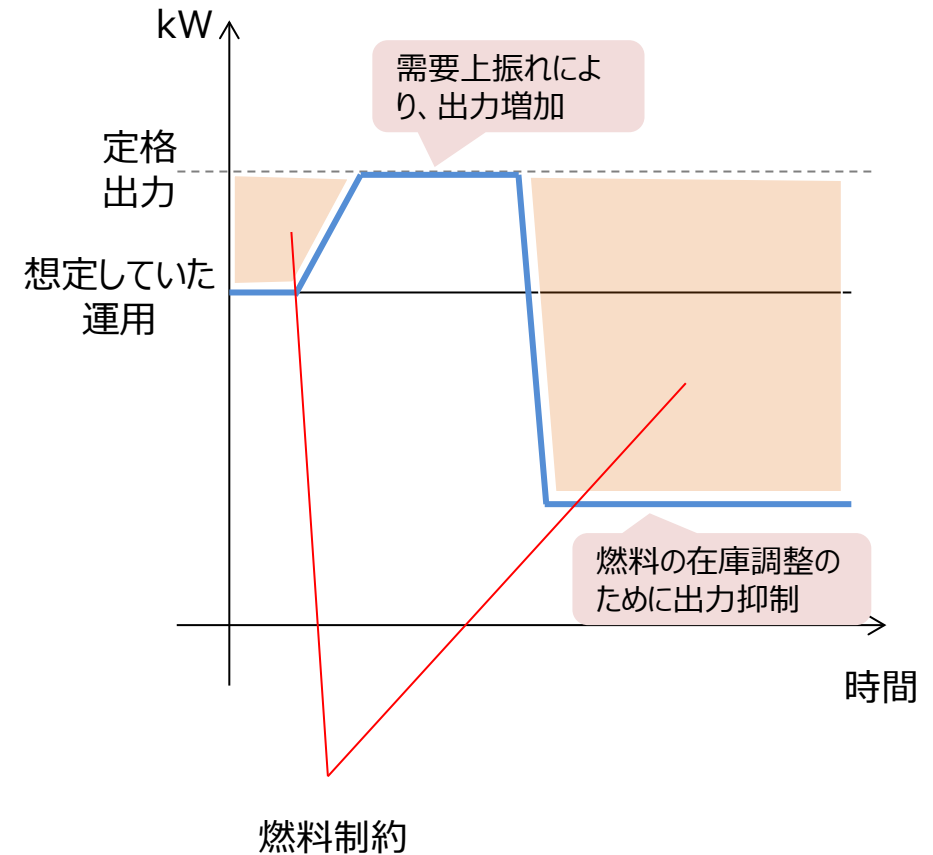
- 燃料調達量の増加・減少の制約から、発電所の運転に制約があるもの

現状の運用方法

- LNG等の燃料は数ヶ月前には輸入量が確定され、数週間～数ヶ月間毎に輸入される。電力需要が想定より上振れした場合には燃料が不足するため、燃料在庫を運用範囲内におさめる必要があり、出力制約を行う
- 需要が下振れした場合には、LNGはマストランとなり自社需要に充当するため、代わりに石炭火力などを余剰として供給している
- LNG在庫調整に伴うもので恒常的に発生するものの、大規模な制約は、需要上振れ時に発生するもので、稀頻度
- 配船は、毎日～数ヶ月に1回と差があり、解消には数週間～数ヶ月かかる

頻度・量等

(イメージ)



(参考) 各社の対応状況 (燃料制約)

- 主に、LNG火力において、需要予想が上振れした場合等において発生。一部の一般電気事業者は配船計画等の見直しを実施。

	制約有無	対象 燃料	各社の対応	(参考) 燃料余剰時
北海道 電力	✓	石炭	✓ 一部の発電所においては原則国内炭のみを使用するが、調達先の多様化により制約量を減少させている。	✓-
東北 電力	✓	LNG	✓ -	✓ LNG火力はマストランとなり、石炭火力を入札
東京 電力		-	✓ -	✓-
中部 電力	✓	LNG	✓ 燃料計画を1年前から策定し、その後、数ヶ月前まで随時見直し。配船数も増加させている。	✓ LNG火力はマストランとなり、石炭火力を入札
北陸 電力		-	✓ - (LNG火力を保有せず)	✓-
関西 電力	✓	LNG 石炭、石油	✓ 年度計画策定以降も、配船調整やLNGスポット等により、適宜、燃料調整の見直しを実施。	✓ LNG火力はマストランとなり、石炭火力を入札
中国 電力	供給力に カウントせず	-	✓ (現状、供給力としてカウントしていない。)	✓-
四国 電力	✓	LNG	✓ -	✓-
九州 電力	✓	LNG	✓ 需給の想定差等による消費変動を反映し、燃料調達計画を細やかに見直すことで、燃料調達の柔軟性向上に努めており、昨年度以降、制約は発生せず。	✓-

(参考) 現状の運用方法 (緊急設置電源)

従来の定義

- 緊急設置電源原資の入札や、もしくは緊急設置電源稼動時の入札を控えるもの

現状の運用方法

- 緊急設置電源は、東日本大震等を契機に、需給対策上設置されている源であり、通常時の稼動は想定していないため、制約となっている

頻度・量等

- 緊急設置電源を現在でも保有している事業者は北海道電力 (7.4万kW)と東北電力 (67.2万kW)のみ

(現在設置されている緊急設置電源)

<北海道電力>

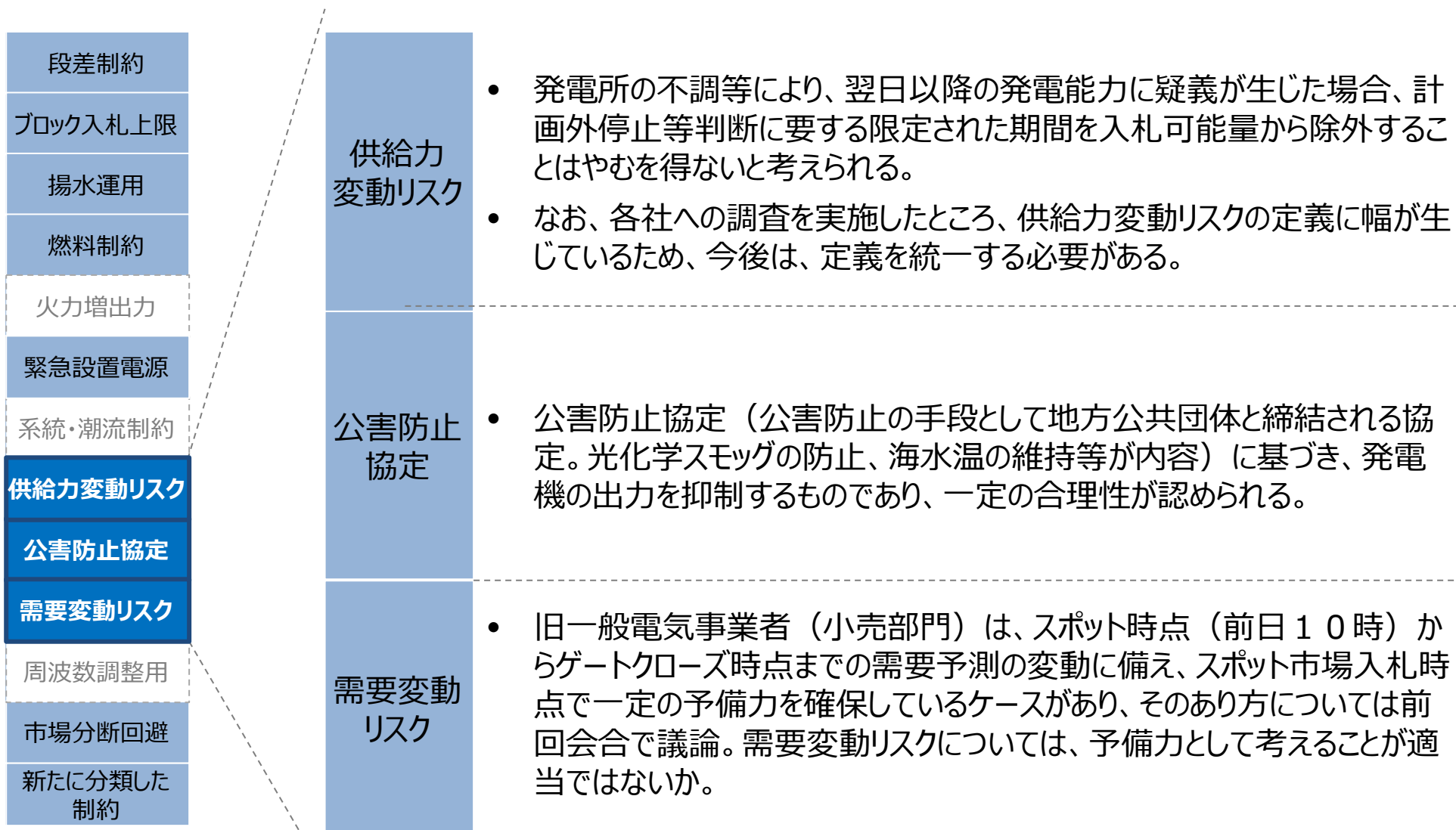
- ✓ 南早来 (2018年3月廃止予定)
 - 7.4万kW
 - 小型ディーゼル発電機72機

<東北電力>

- ✓ 秋田火力発電所 (今後廃止予定)
 - 33.3万kW
 - 石油火力
- ✓ 東新潟火力発電所 (今後廃止予定)
 - 33.9万kW
 - LNG火力

②制約事項の妥当性（供給力変動リスク・公害防止協定・需要変動リスク）

- 検証①において、供給力の対象と判断した制約事項について、入札制約とする合理性について検証を実施。



(参考) 現状の運用方法 (供給力変動リスク)

従来の定義

- 不調等により、停止・出力抑制に至る可能性が高いと見込まれるものを対象から控除。

現状の運用方法

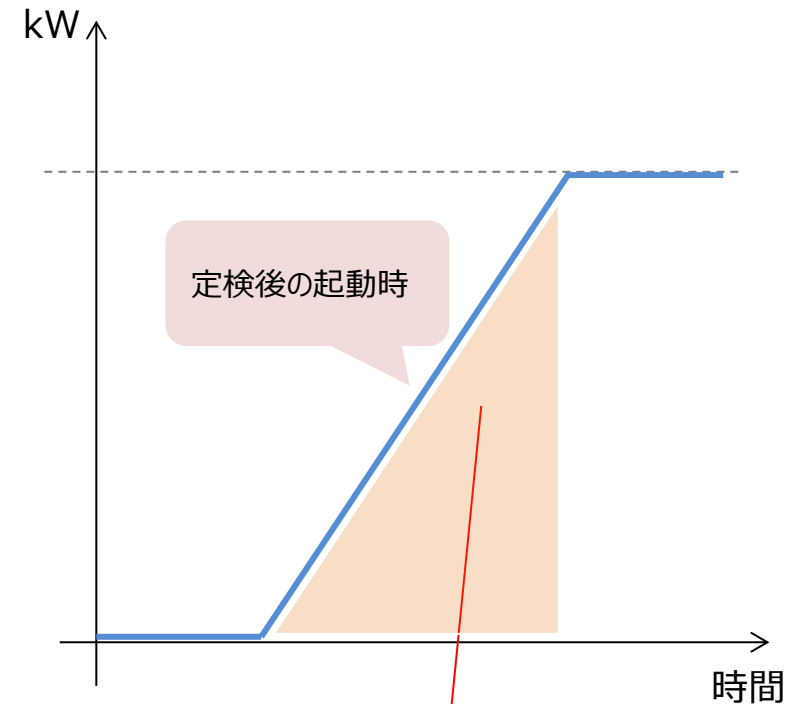
- 発電所の不調による出力抑制のほか、以下のような理由等による制約が発生。
 - 蒸気漏れなど、故障の前兆となるものが発生した場合
 - 発電所起動直後等、停止リスクがある場合（安定稼働に至るまでの期間に限る。）

頻度・量等

- 電源の経年によって異なる（年数回程度）。

(イメージ)

＜発電所起動時における制約＞



定格出力に至るまでは、入札対象とせず、供給力変動リスクとしている

(参考) 各社の対応状況（供給力変動リスク）

- 各社、供給力変動リスクについては、様々な事象が制約となっており、各制約に対して考え方の整理が必要

	制約有無	制約の内容
北海道電力	供給力にカウントせず	✓ - （供給力にカウントしていない）
東北電力	✓	✓ 安全確認差超（試運転）等により出力抑制や停止に至る可能性が高いと見込まれる場合に、入札制約となる。
東京電力		✓ -
中部電力	✓	✓ 蒸気漏れが発生するなど、故障の前兆となる事象が発生した場合、出力抑制になる可能性があるため入札制約となる。
北陸電力	✓	✓ 故障の前兆となる事象が発生した場合、入札制約となる。
関西電力	供給力にカウントせず	✓ - （供給力にカウントしていない）
中国電力		✓ - （予備力および卸電力市場を活用して対応）
四国電力	✓	✓ 発電所の起動時にリスクが見込まれる場合、入札制約としている。
九州電力	供給力にカウントせず	✓ - （バランス停止や計画外停止から復旧した直後の電源については、試運転時は試運転にかかる供給量のみを供給力としてカウントし、それを超える供給量は供給力としてカウントしていないため、入札制約とはなっていない。）

(参考) 現状の運用方法 (公害防止協定)

従来の定義

- 電源立地地域との協定により、運転を抑制する必要があるもの。

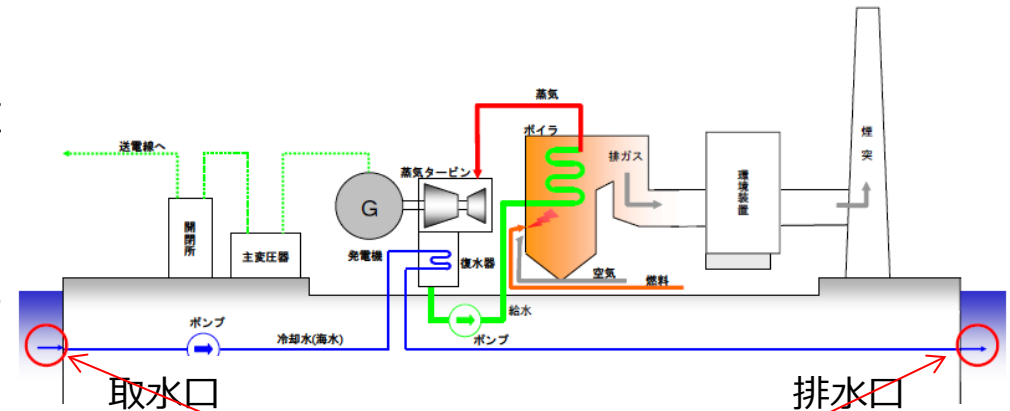
現状の運用方法

- 環境への影響を考慮した自治体との協定により、以下のような制約があり出力抑制している。
 - 生態系維持の観点からの取水海水温度と放水海水温度の温度差の制限
 - NOxやSOxの排出量制限

頻度・量等

- 非常に稀 (年ゼロ～数回程度)

(イメージ)



温度差を一定以内に保つ
必要がある

(参考) 各社の対応状況（公害防止協定）

- 制約事由にはばらつきがあるものの、自治体との協定等に基づく制約となっている。

	制約有無	制約の内容
北海道電力	✓	✓ 電源立地地域との協定により、NOxやSOxの排出量に規制があり制約となる。
東北電力	✓	✓ 自治体との協定により、火力発電所の取水口の温度と排水口の温度差（ ΔT ）を一定の値以下とする必要があり制約となる。
東京電力		✓ -
中部電力	供給力に カウントせず	✓ -
北陸電力	✓	✓ 自治体との協定により、火力発電所の取水口の温度と排水口の温度差（ ΔT ）を一定の値以下とする必要があり制約となる。
関西電力	供給力に カウントせず	✓ -
中国電力		✓ -（予備力および卸電力市場を活用して対応）
四国電力		✓ -（可能性はあるが、過去に実績がない）
九州電力	供給力に カウントせず	✓ -

(参考) 現状の運用方法 (需要変動リスク)

従来の定義

- 高需要期など、気温感応度が高い時期に、天気予報の気温ずれ等に伴う需要上のブレリスクに備えるもの。

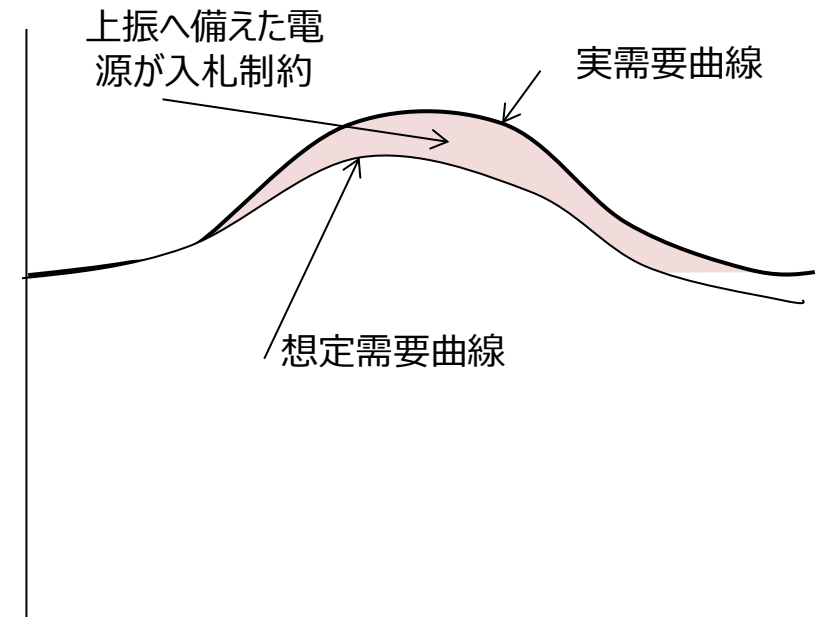
現状の運用方法

- 第23回制度設計専門会合で整理した通り、需要変動リスクについては予備力で対応することとしたため、既に、全社とも、今後の入札制約として考えていない。

頻度・量等

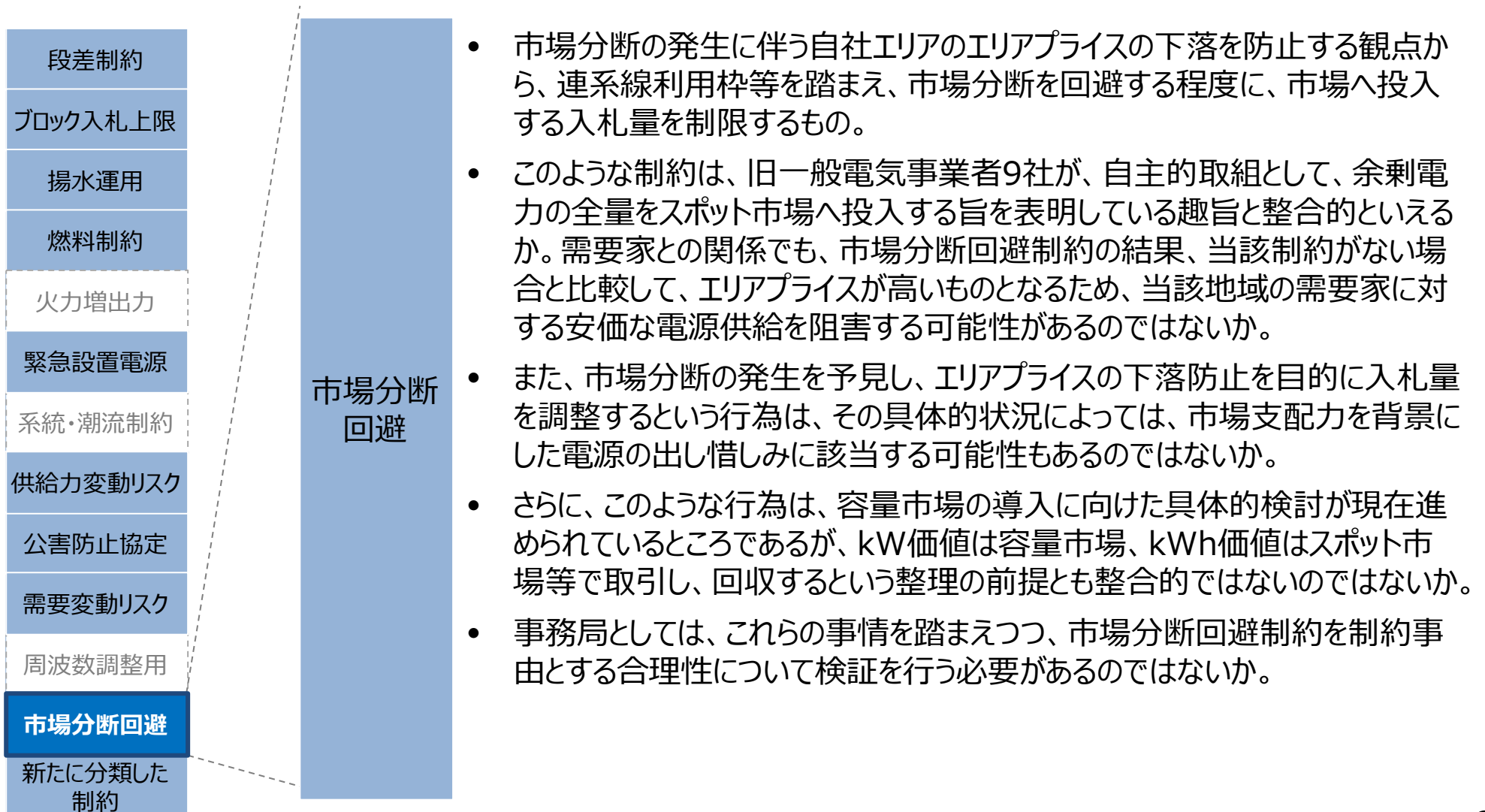
- ・現時点ではない。

(イメージ)



検証②：制約事項の妥当性（市場分断回避）

- 検証①において、供給力の対象と判断した制約事項について、入札制約とする合理性について検証を実施。



(参考) 各社の対応状況 (市場分断回避)

従来の定義

- 市場分断発生による、域内約定価格の下落や、域内他社の運用制約回避のための供出量調整。

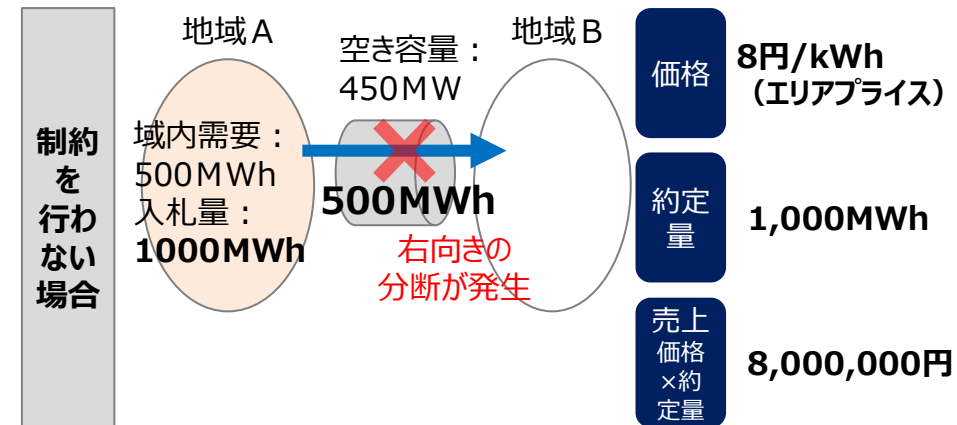
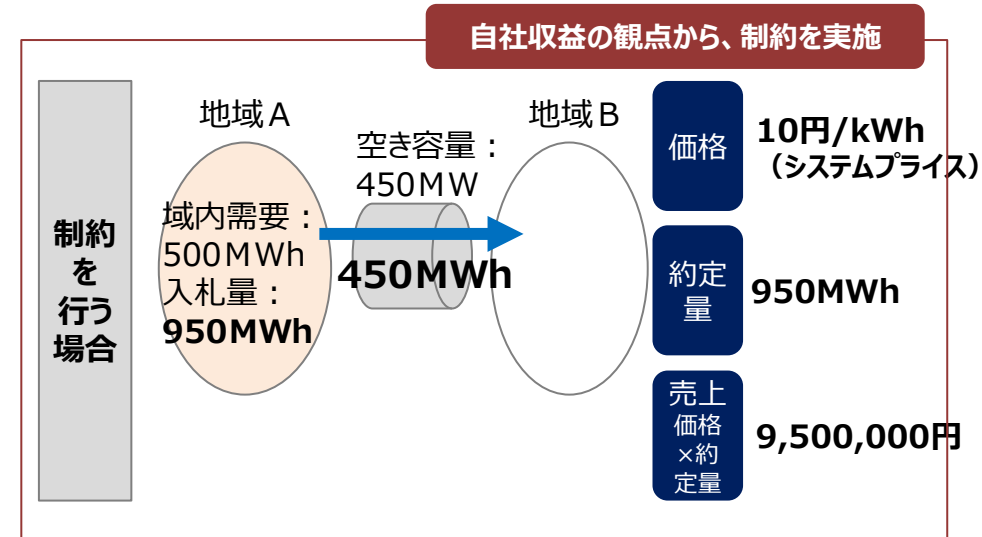
現状の運用方法

- 市場分断の発生に伴う自社エリアのエリアプライスの下落を防止する観点から、連系線利用枠等を踏まえ、市場へ投入する入札量を制限するものである。

頻度・量等

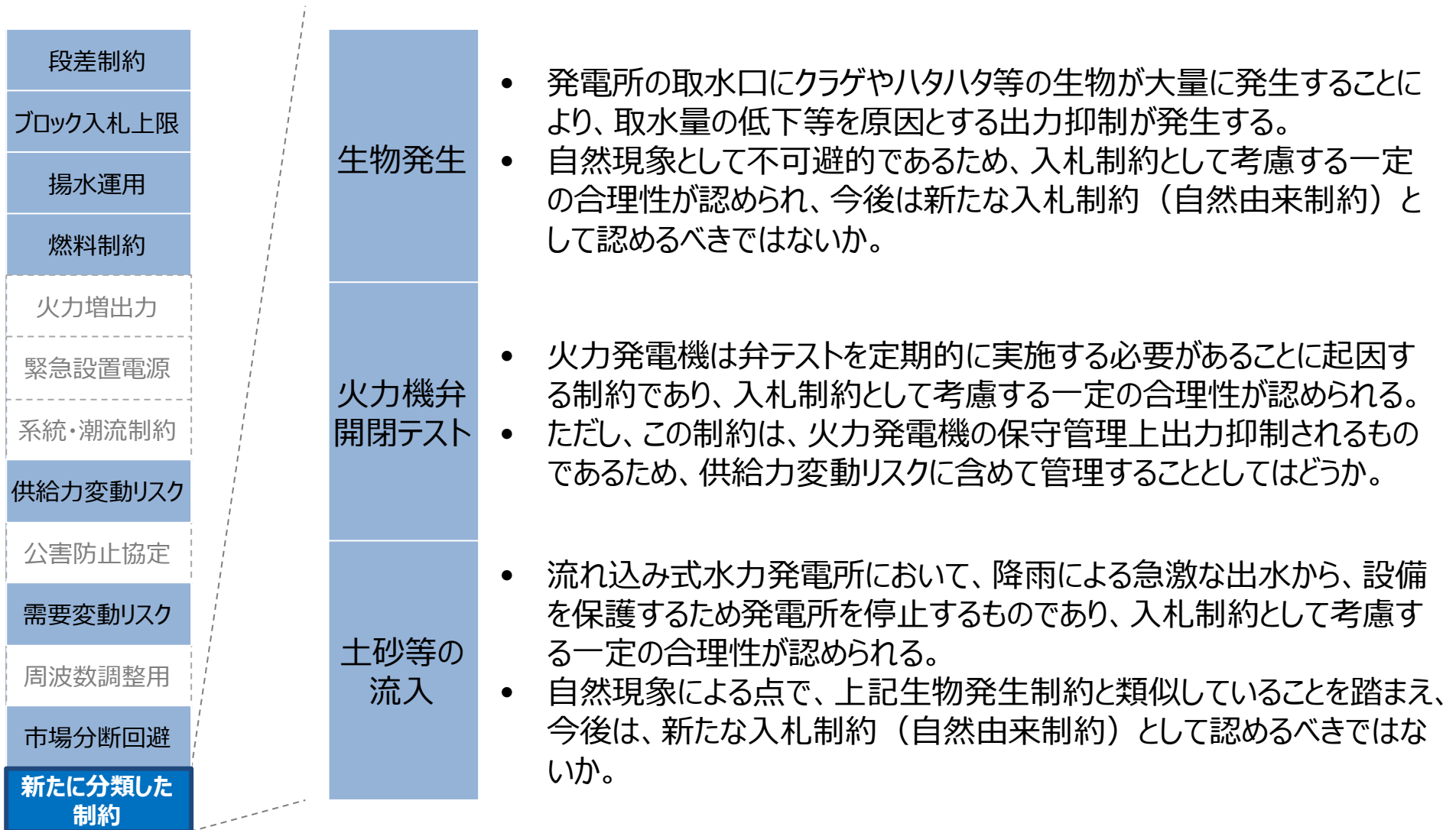
- 特定のエリアにおいて、月によっては10%～15%程度のコマで発生。

(イメージ)



検証②：制約事項の妥当性（新たに分類した制約）

- 検証①において、供給力の対象と判断した制約事項について、入札制約とする合理性について検証を実施。



事務局としての提案内容

- これまでの検証を踏まえ、今後、入札制約について下記整理に基づき整理・検証等を行うべきではないか。
- また、入札制約として認める内容についても、今後、継続的にモニタリングを実施することとしてはどうか。

	供給力の範囲	入札制約としての合理性	提案内容
段差制約	○	○	入札制約として認めるべきではないか。
ブロック入札上限	○	×	入札制約として否定すべきではないか。
揚水運用	○	○	入札制約として認めるべきではないか。
燃料制約	○	○	入札制約として認めるべきではないか。
火力増出力	×	—	供給力の対象外とすべきではないか。
緊急設置電源	○	○	入札制約として認めるべきではないか。
系統・潮流制約	×	—	供給力の対象外とすべきではないか。
供給力変動リスク	○	○	入札制約として認めるべきではないか。
公害防止協定	○	○	入札制約として認めるべきではないか。
需要変動リスク	○	×	入札制約として否定すべきではないか。
周波数調整用	×	—	供給力の対象外とすべきではないか。
市場分断回避	○	×	入札制約として否定すべきではないか。
NEW 自然由来制約	○	○	入札制約として認めるべきではないか。

今後の進め方

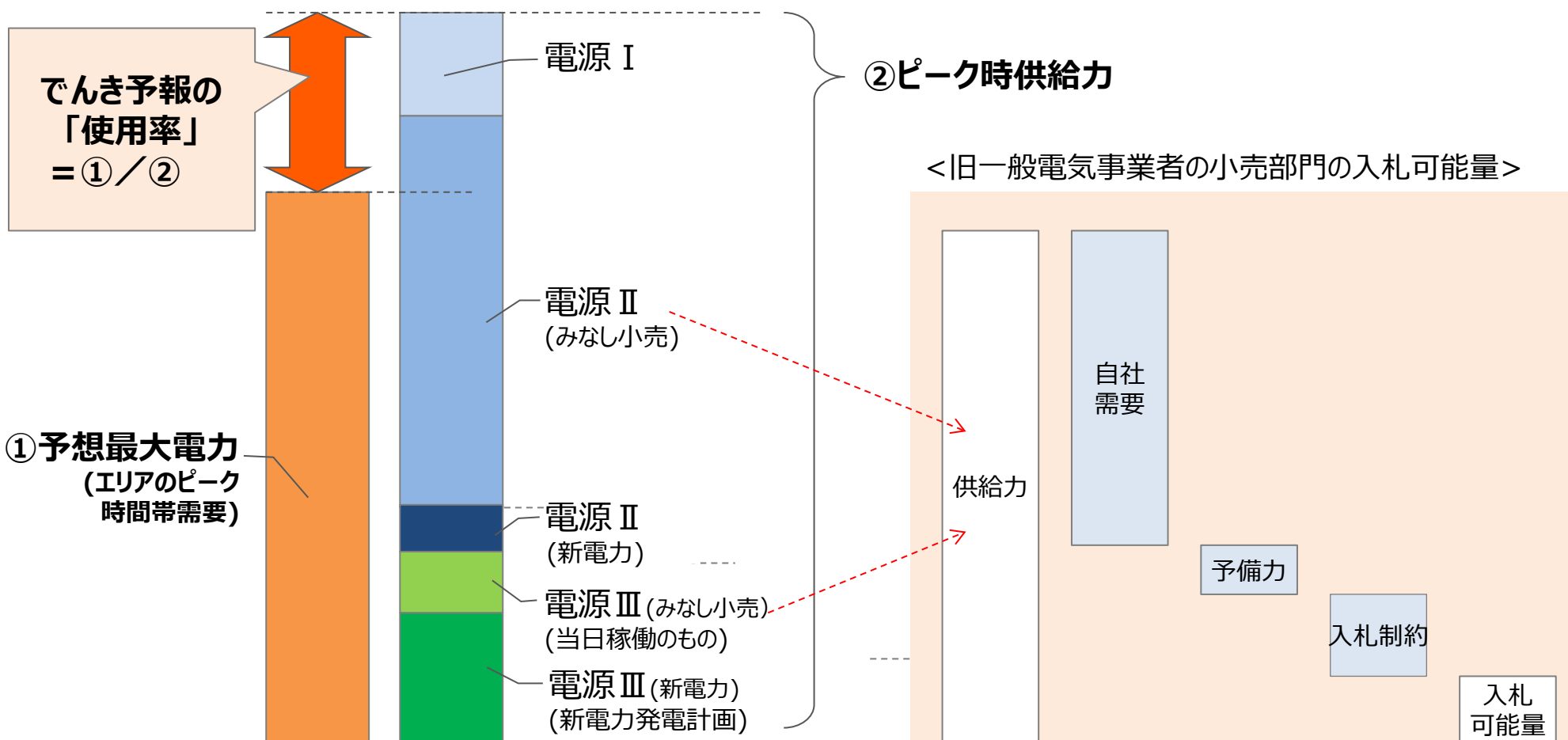
- 今後、入札制約としての合理性が乏しいと判断される項目については、旧一般電気事業者各社に対して、運用の改善を求めるとともに、今後も入札制約として合理的であると考えられる事項について、下記の定義を基本として検討を進め、考え方を文書にまとめることとしたい。
- その上で、新たな入札制約の実施状況については、継続的に四半期に一度のモニタリングレポート等で検証することとしてはどうか。

定義

段差制約	計画値同時同量を遵守するため、発電・小売部門が保有する発電ユニットの性能を踏まえ、連続する時間帯において、約定による出力変動が発電ユニットの調整能力の範囲に収まるように入札量を制限するもの
揚水運用制約	上池・下池貯水量及び翌日の復水可能量を踏まえ、計画的に揚水発電ユニットを運用するため、入札量を制限するもの
燃料制約	配船計画や燃料の残存量等に合わせた発電ユニットの運用を行うため、燃料の運用計画に基づき使用可能な燃料量の増減に合わせて入札量を制限するもの
緊急設置電源制約	緊急設置電源の性質を踏まえ、稼働の有無を問わず、同電源を売り入札量からは控除するもの（供給力としてはカウント）
供給力変動 リスク制約	安全確認作業や不調等により、スポット市場入札時点において発電ユニットが翌日までに出力抑制や停止に至る場合又はその可能性が高いと見込まれる場合に、当該出力抑制又は停止に伴う発電量を入札量から控除するもの（計画外停止となった場合には供給力に含まれないため、入札制約ではない）
公害防止 協定制約	公害防止協定を遵守するため、協定内容に抵触する場合又はその可能性が高いと見込まれる場合に、当該出力抑制又は停止に伴う発電量を入札量から控除するもの
自然由来制約	自然現象に起因する外的要因（クラゲなどの生物や大雨などの気象現象）により、発電ユニットの出力抑制又は停止が見込まれる場合、当該出力抑制又は停止に伴う発電量を入札量から控除するもの（計画外停止を除く）

(参考) でんき予報におけるピーク時供給力について

- 一般送配電事業者が公表している「でんき予報」で示される使用率は、当日のエリア全体の予想最大電力を、ピーク時供給力で除した値であり、エリア全体におけるピーク時の需給ひっ迫状況を示している。
- でんき予報に用いられるピーク時供給力は、調整力(電源Ⅰ)や新電力の発電計画(電源Ⅱ、電源Ⅲの一部)も含んでおり、旧一般電気事業者の小売部門が入札可能量を算定する際の供給力とは概念が異なる。



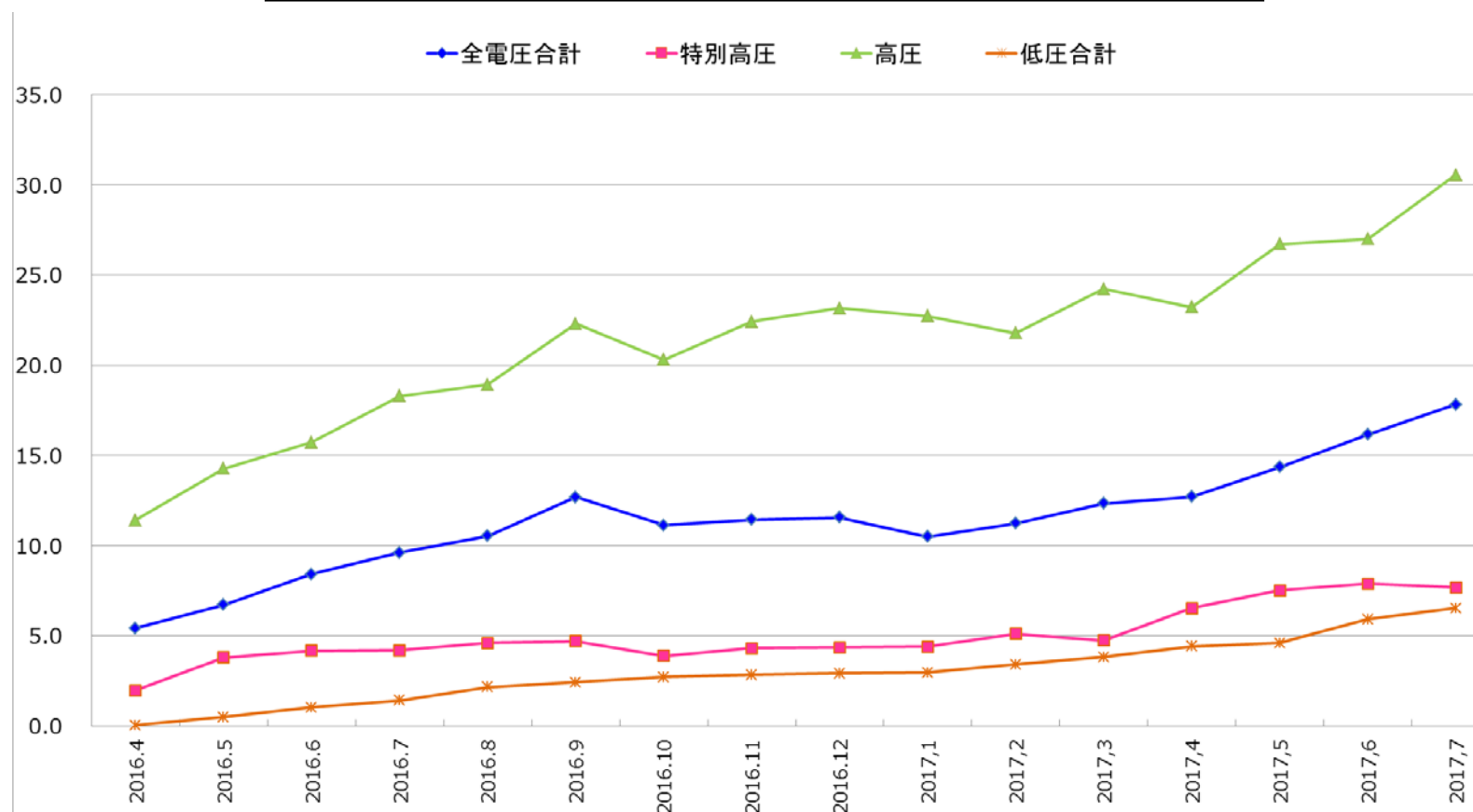
本日の議題

- 旧一般電気事業者の入札制約の在り方について
- 北海道エリアの卸電力市場の現状と課題について

北海道エリアにおける新電力シェア

- 北海道エリアでは小売全面自由化以降、新電力シェアが着実に増加している。具体的には、全電圧で約17.8%、特高7.7%、高圧30.6%、低圧6.5%となっている。(全国平均は、全電圧で約12.4%、特高7.8%、高圧21.2%、低圧6.3%)
- このため、エリア内における新電力の電源調達を下支えする卸電力市場の流動性の向上が課題となっている。

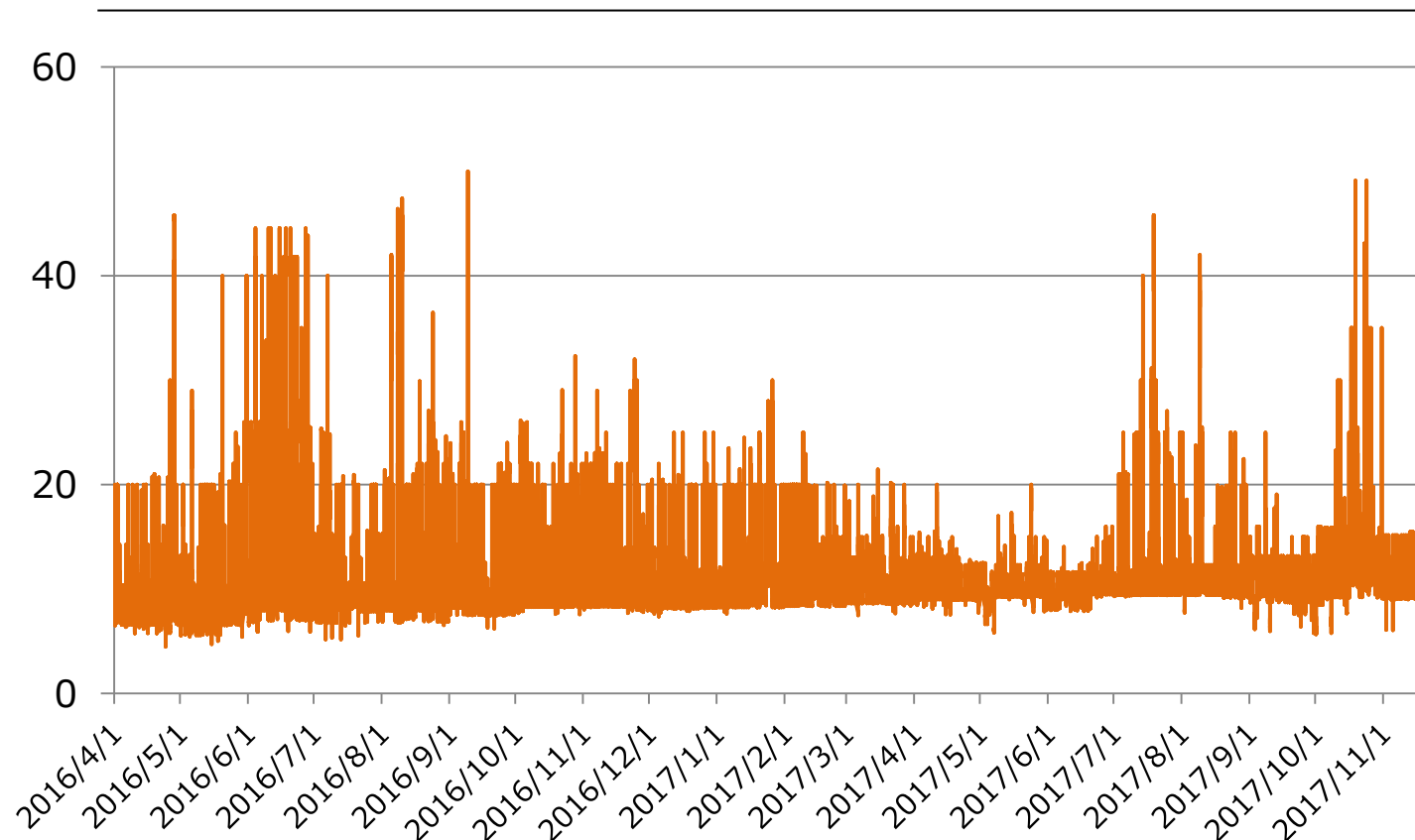
北海道エリアにおける新電力シェアの推移



北海道のエリアプライス

- 北海道エリアでは、エリアプライスが他のエリアのエリアプライスと比べて高くなる時間帯が複数発生している。
- 特に、エリアプライスが20円以上となる時間帯が全体の約10.4%のコマで発生しており、同エリアにおける小売価格(代表的なものとして規制料金価格)と同程度と、電源調達を取引所に依存する新電力にとって厳しい状況となっている。

北海道エリアプライス【対象期間：2016年4月～2017年11月】



エリア価格	発生率
20円以上	10.4%
30円以上	1.3%
40円以上	0.6%

[参考]
北海道における規制料金水準
(従量電灯B契約)

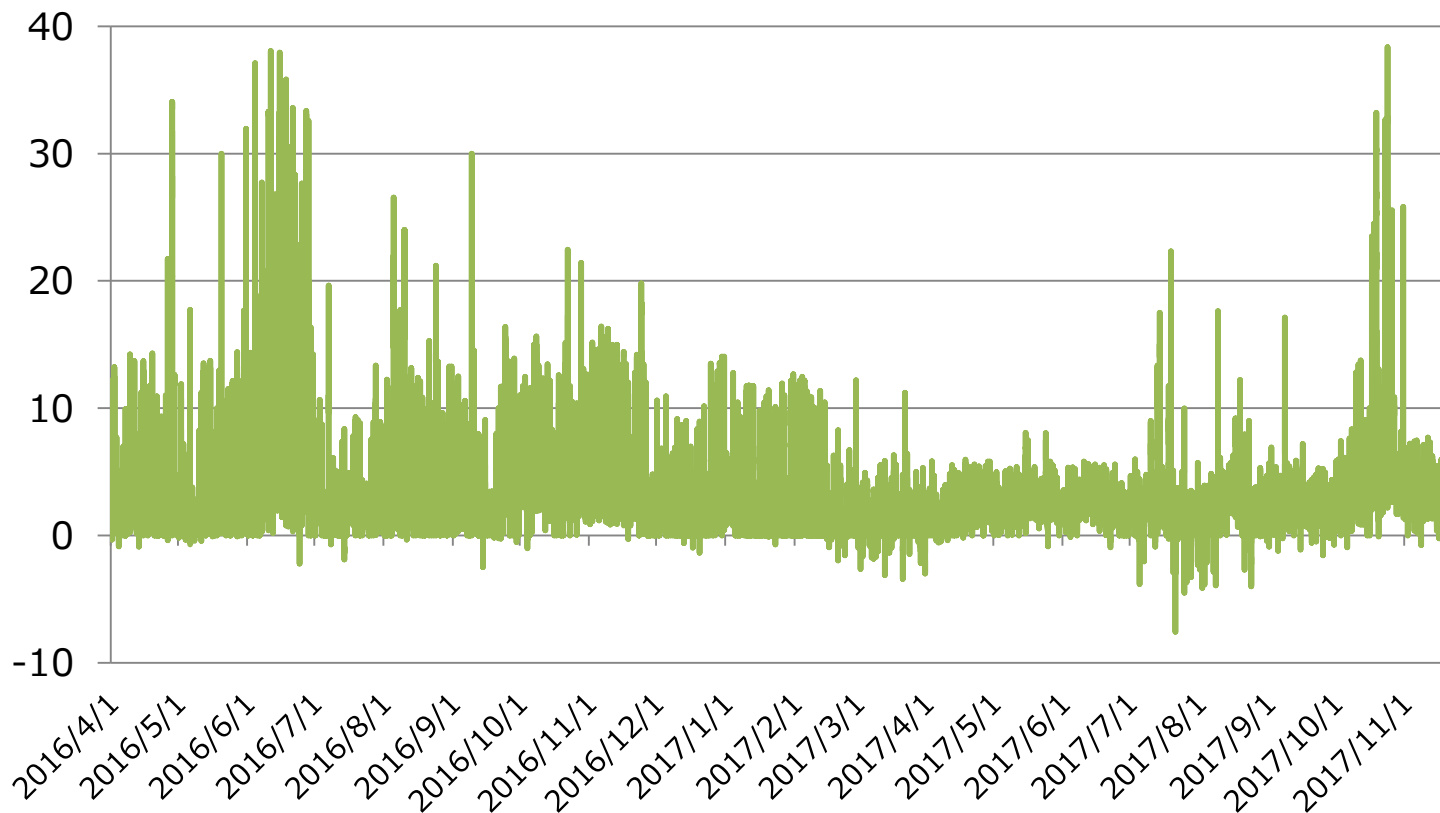
- 最初の120kWhまで
23円54銭
- 120kWh～280kWh
29円72銭
- 280kWh以降
33円37銭

*基本料金は別途加算される。

北海道のエリアプライスとシステムプライスとの値差

- 2016年4月から現在までの全てのコマを対象としてシステムプライスと北海道のエリアプライスを比較した場合、約90%のコマにおいて北海道のエリアプライスがシステムプライスよりも高くなっている。
- また、最大値差も38.4円となっており、全国的に取引所価格が安定している時間帯においても北海道のエリアプライスが高騰する時間帯も複数発生している。

システムプライスと北海道エリアプライスの値差【対象期間：2016年4月～2017年11月】



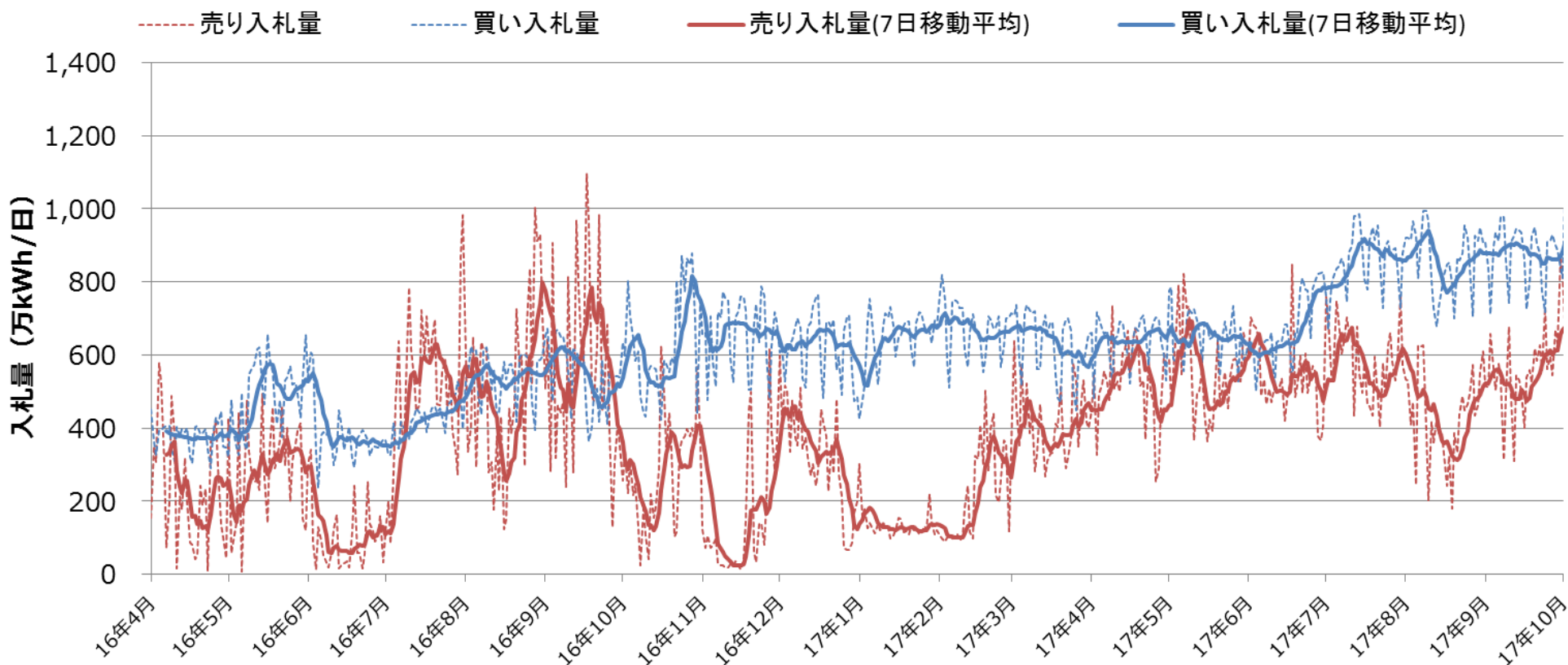
(参考)

値差価格	発生率
0円以上	90.0%
5円以上	15.6%
10円以上	6.3%
20円以上	0.8%

北海道エリアのスポット市場における売買入札量

- 北海道エリアのスポット市場における売買入札量を比較すると、一部の時期を除き、年間を通して買い入札量が売り入札量を上回っており、全国エリア（次頁参照）と比較しても、同エリアにおける売り入札量が特に不足している。

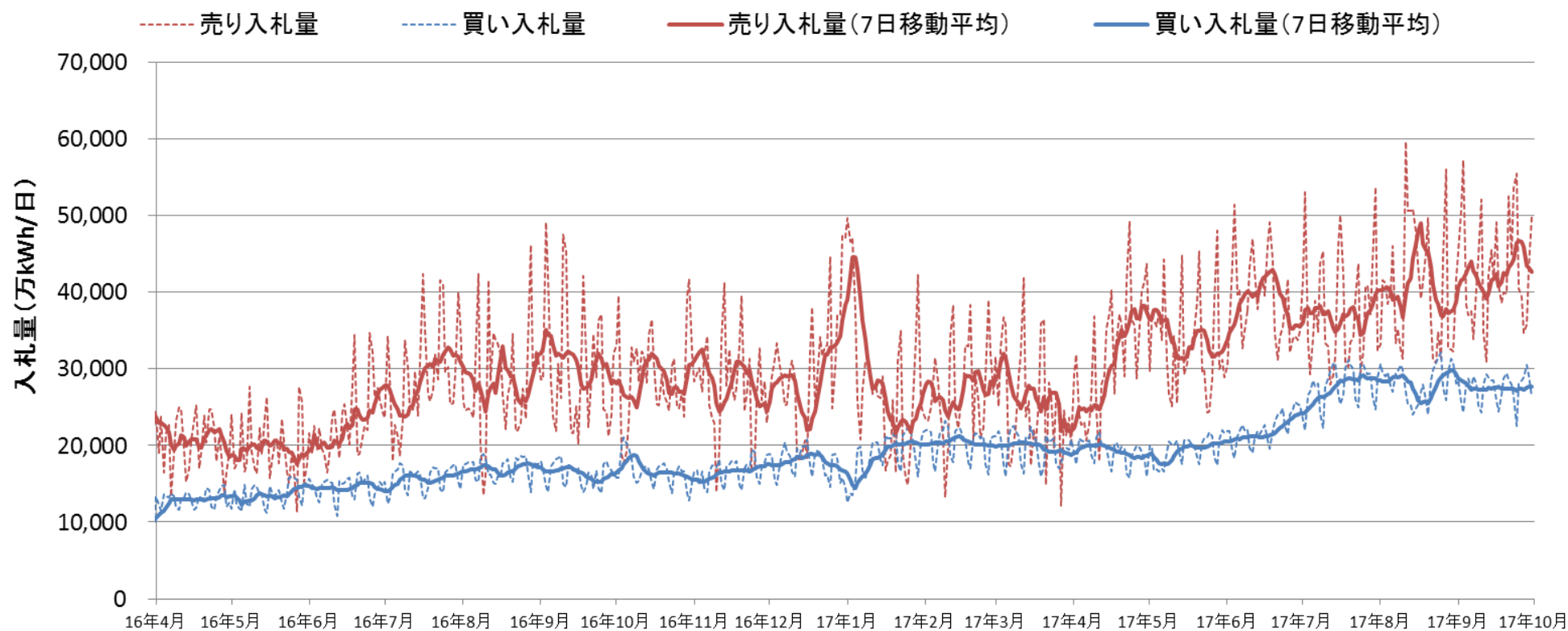
北海道エリアにおけるスポット市場への入札量の推移【対象期間：2016年4月～2017年9月末】



(参考) 全国のスポット市場における売買入札量

- 全国のスポット市場における売買入札量を比較すると、年間を通して売り入札量が買い入札量を上回っている。

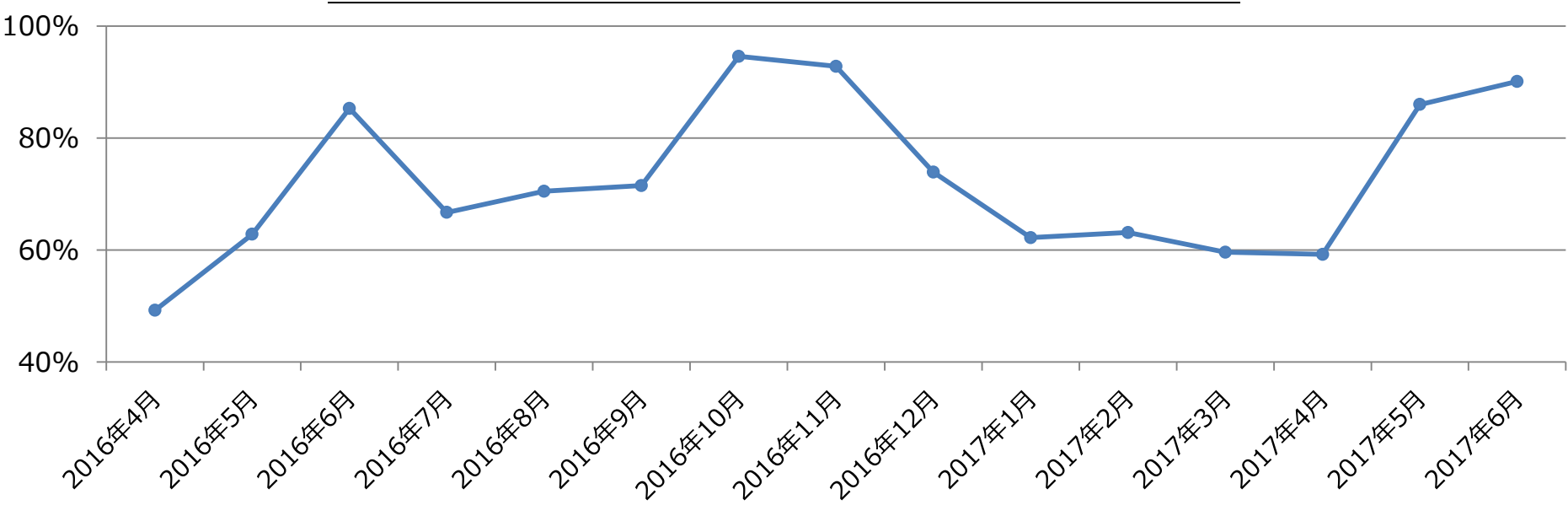
全国におけるスポット市場への入札量の推移【対象期間：2016年4月～2017年9月末】



北本連系線の分断状況

● 北海道エリアでは、ほぼ全ての月において50%以上の確率で市場分断が発生している。

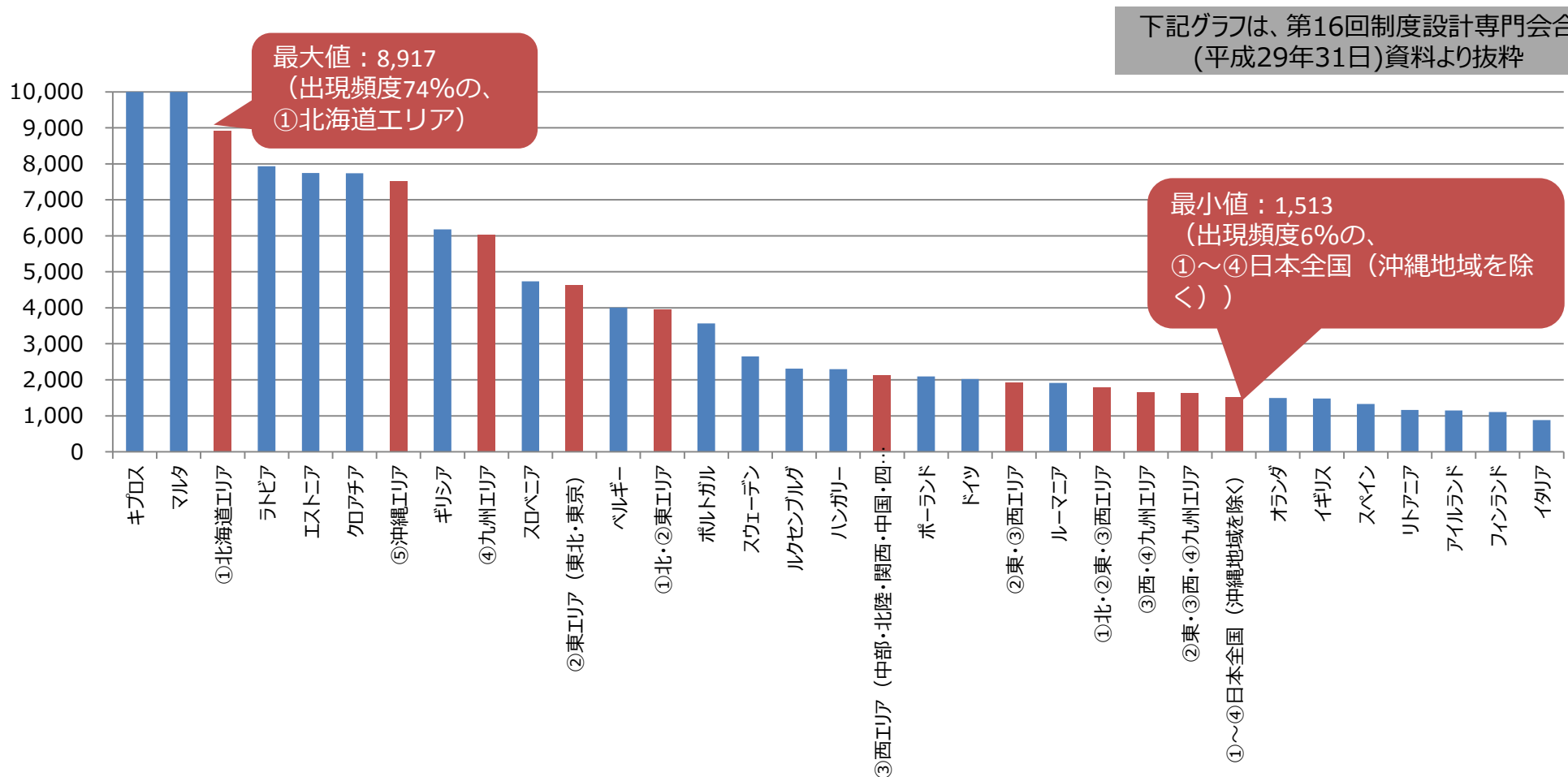
北本連系線の分断状況推移



年月	2016.4	2016.5	2016.6	2016.7	2016.8
分断率	49.2%	62.8%	85.3%	66.7%	70.5%
年月	2016.9	2016.10	2016.11	2016.12	2017/1
分断率	71.5%	94.6%	92.8%	73.9%	62.2%
年月	2017/2	2017/3	2017/4	2017/5	2017/6
分断率	63.1%	59.6%	59.2%	86.0%	90.1%

市場分断発生時における北海道エリアのHHI

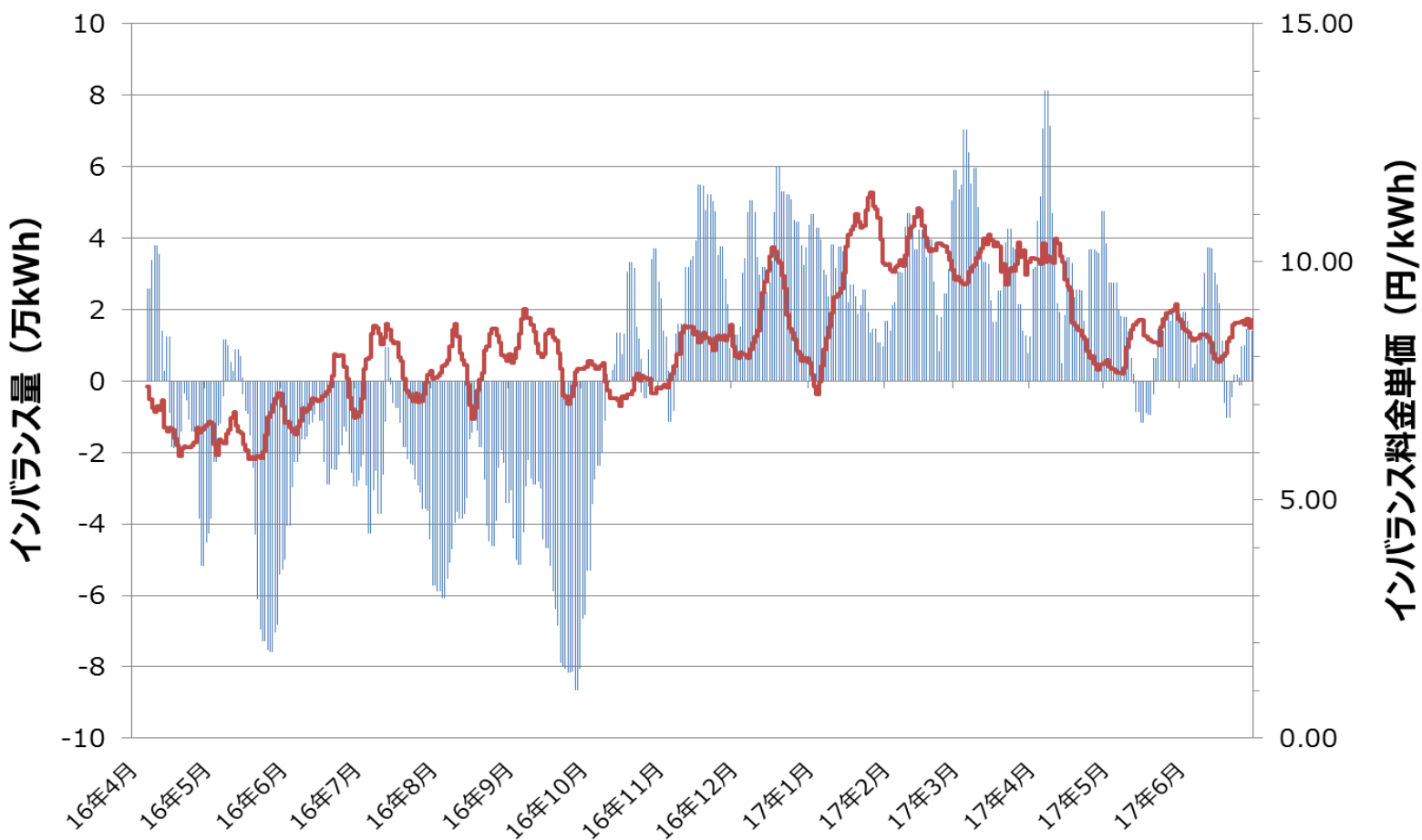
- 市場分断が発生しない場合、日本全国のHHIは約1500となっており、諸外国と比較しても比較的競争的な市場が維持されているが、市場分断を考慮した場合、エリア毎のHHIは高くなる傾向がある。
- 特に、北本連系線が分断し、北海道の単独市場となった場合には、同エリアにおけるHHIは約9000となっており、寡占度の非常に高い市場となる。



北海道エリアにおけるインバランス発生状況

- 北海道エリアでは、2016年11月以降、余剰インバランスが定常的に大量に発生している。
- 余剰インバランスには、太陽光等の影響も考えられるが、同年11月以降、不足と余剰が大きく逆転するなど、特異な傾向が示されており、今後、卸電力市場の活性化の観点からも原因究明等が必要。

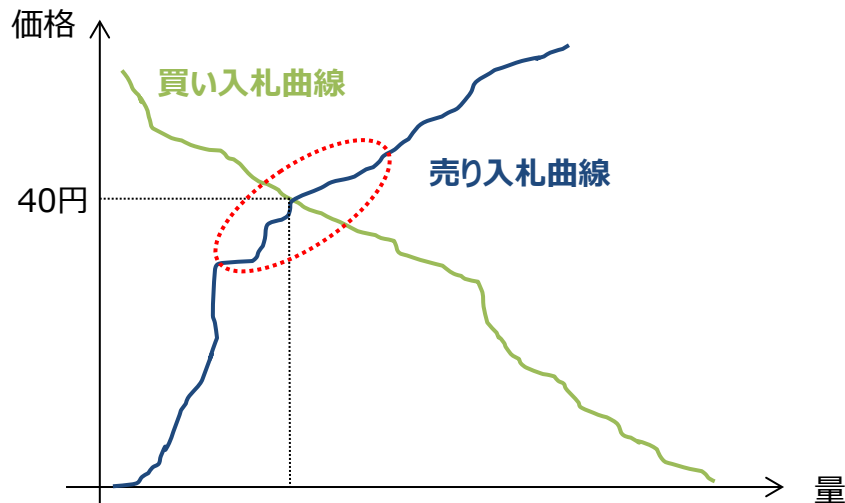
北海道エリアにおけるインバランス量の推移



北海道エリアのスポット市場における価格高騰の原因

- 一般に、シングルプライスオークションを採用するスポット市場において、価格が高騰する原因としては、①売り入札価格に依拠する場合と②買い入札に依拠する場合のいずれかが考えられる。
- この点、旧一般電気事業者9社は、自主的取組として余剰電力を限界費用ベースでスポット市場へ投入(入札価格については、電力・ガス取引監視等委員会がモニタリングを実施)しているため、北海道エリアにおいて価格高騰が発生する事例の大半は上記②に該当する場合が多いと考えられる。

①売り入札に依拠する場合



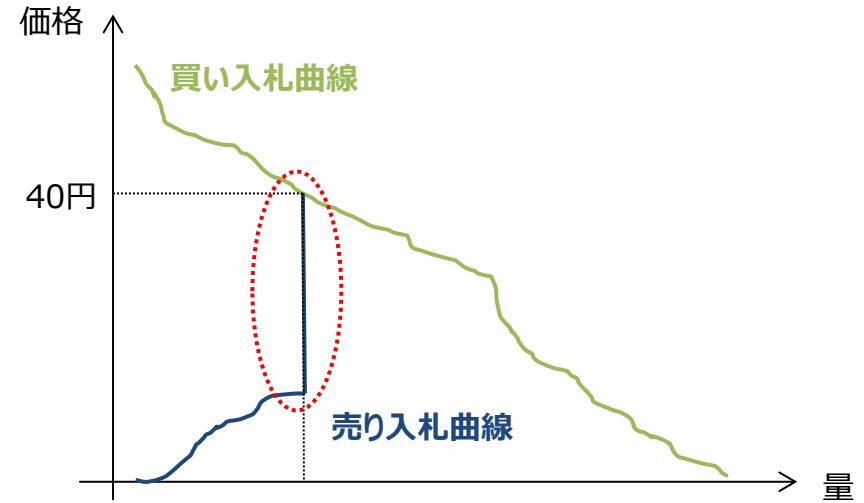
特徴

- 売り入札量は多いものの、**売り入札価格が高いため、約定量が少ない。**
- **売り入札価格に依存して価格が高騰。**

評価

- 現状では、売り入札量の大半を占める旧一般電気事業者は限界費用ベースで売り入札を行っているため、このようなケースが発生する可能性は現状では極めて稀な状況。

②買い入札に依拠する場合



特徴

- 売り入札価格は低いものの、**売り入札量が少ないため、タマ切れにより、約定量が少ない。**
- **買い入札価格に依存して価格が高騰。**

評価

- 市場分断等が発生し、分断エリア内での約定処理が行われる場合、同エリア内の売り入札量が少なくなる事例は少なくない。

北海道エリアにおける課題と今後の対応

- 前述のとおり、北海道エリアにおけるスポット市場及び一時間前市場の価格高騰は主として売り入札量不足が原因で発生しているケースが多く、同エリアの価格高騰を防止するためには、同エリア内の売り入札量を増加させることが喫緊の課題となっている。
- しかしながら、北海道エリアでは、北本連系線の運用容量（北向き）が限定されているため、他エリアからの売り入札の増加に期待することは当分の間難しく、実際、同エリアでは、多くの時間帯において北本連系線の市場分断（北向き分断）が発生し、北海道単独市場となっている。
- このような状況にかんがみると、北海道エリアにおけるスポット市場及び一時間前市場の価格高騰を緩和するためには、同エリアにおける発電設備の大半を保有する北海道電力の取組が非常に重要となっており、自主的取組として表明された限界費用ベースに基づくスポット市場への売り入札の徹底に加え、スポット市場及び一時間前市場への売り入札量増加*に向けた具体的かつ実効的な取組の実施が強く期待される。
- このため、北海道エリアの安定供給及び固有事情には十分な配慮を行いつつも、他の旧一般電気事業者（小売部門）8者と同様、北海道電力（小売部門）に対し、卸電力市場の活性化の観点から、同エリアにおける課題（次の頁に記載）の解消に向けた具体的な取組を求めることとしてはどうか。
- また、北海道エリアのみならず、他エリアについても、予備力の在り方を含め、各社の取組状況について、引き続き、モニタリング等のフォローアップを行うべきではないか。

* 自社（小売部門）の余剰電力として、自社（小売部門）が確保する供給力から自社想定需要、自社が保有する予備力、入札制約を除いた量が卸電力市場へ投入されており、これらの考え方を整理・検証することが必要となる。

北海道エリアにおける課題と今後の対応

課題項目

詳細

入札量	予備力の在り方	<ul style="list-style-type: none"> ● 北海道エリアでは、北本連系線の運用容量（特に、北向き）に制約があるため、発電所や既設の連系設備の故障などに備え、安定供給の観点から、他エリアとは異なる予備力や調整力の確保が必要となることはやむをえない。しかしながら、今後、どの部門の責任で予備力、調整力がそれぞれいつの時点でどれだけの量必要となるかについては具体的な検証が必要ではないか。 ● 北海道エリアの安定供給及び固有事情に十分配慮しつつも、他の旧一般電気事業者8者と同様、スポット市場入札断面、一時間前市場入札断面、ゲートクローズ時点の各段階における予備力の持ち方及び削減案の検討を求めるべきではないか。
	入札制約の在り方	<ul style="list-style-type: none"> ● 北海道電力は、市場分断回避制約やブロック入札制約を始めとする合理性に疑問が残る入札制約事由を表明しており、これらについて見直しを求めている。 ● また、一定の合理性が認められる入札制約についても、今後、継続的にモニタリングが必要ではないか。
	余剰インバランス	<ul style="list-style-type: none"> ● 北海道電力（小売部門）は全体として余剰インバランスが定常的に大量に発生しており、また、他の旧一般電気事業者（小売部門）と比較して、余剰インバランスが多い傾向にある。 ● 一般に、需要計画が過大に作成されると、それに伴い、入札可能量が減少するため、適切な計画値の作成を求めるべきではないか。
入札価格		<ul style="list-style-type: none"> ● 北海道電力からは、自主的取組として限界費用ベースでの余剰電力の全量投入が表明されており、引き続き、モニタリングを実施して確認・検証が必要ではないか。
連系線の在り方		<ul style="list-style-type: none"> ● 現在、北本連系線の容量増加（60万kWから90万kWへの増強）に向けた工事が進められているが、今後、北海道エリアにおける安定供給を十分確保した上で、卸電力市場の活性化の観点を含めて連系線マージンの在り方等の議論が行われることが期待される。

(参考) 新電力へのヒアリング結果

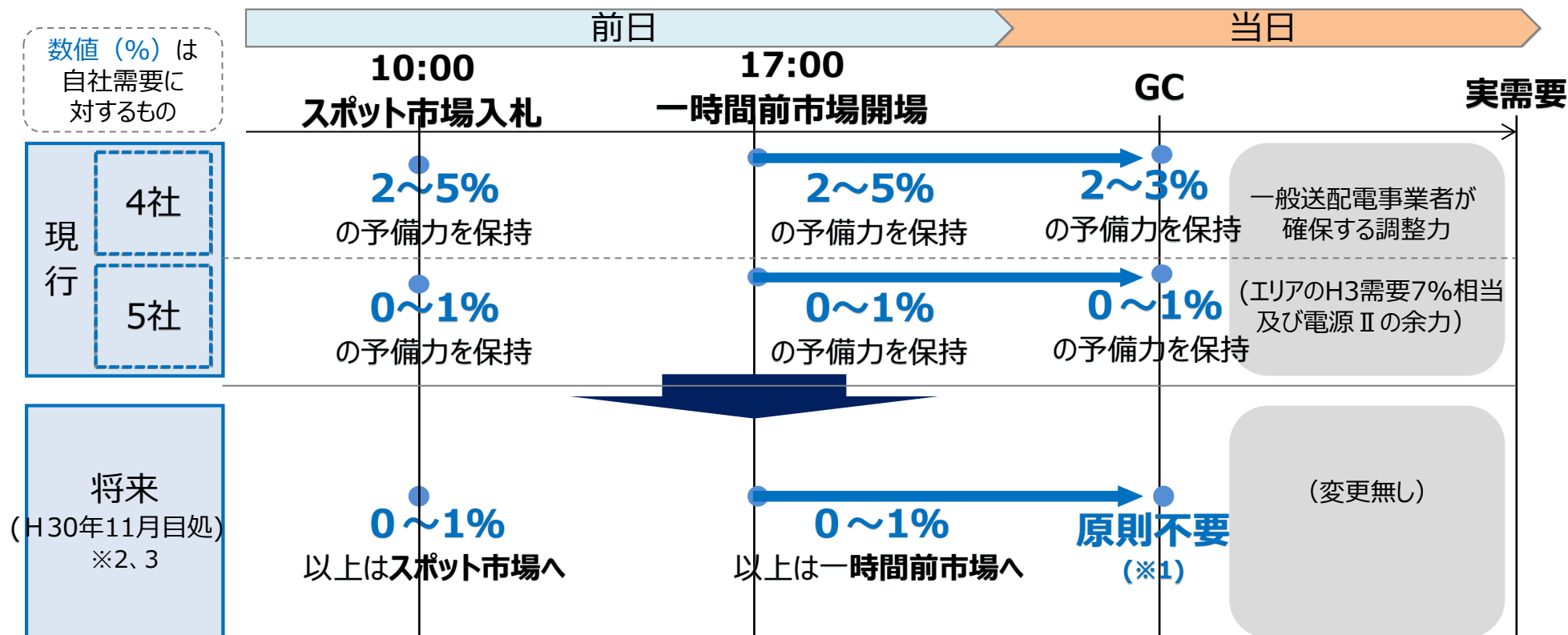
- 新電力からも、北海道エリアは他エリアと比較し、売玉が少なく、想定よりも高い価格で約定する傾向が強い、との声がある。

北海道 エリアの スポット 市場	価格	<ul style="list-style-type: none">● 11月13日週以降、価格は多少は落ち着いているものの、10月の約定価格は40～50円となっており、限界費用とはかけ離れた価格となっていた。● 売玉切れにより、買入札側の適当な買入札価格(40～50円) によって価格形成されている印象がある。
	量	<ul style="list-style-type: none">● 高値であれば量は確保できるが、想定していた価格では十分な量を調達できないこともあった。
北海道 エリアの 一時間 前市場	価格	<ul style="list-style-type: none">● 需給が逼迫しスポット市場で価格が高騰する場合は、時間前市場でもスポット市場価格以下で同等以上に高騰することが多い。
	量	<ul style="list-style-type: none">● 北本連系線の空き容量が不足しており、一時間前市場で買うことのできる売玉はほとんどがエリア内の電源の印象。● 他エリアと比較し、売玉が少ないため、約定量も少なくなっている状況。

(参考) 旧一般電気事業者（小売部門）の予備力の在り方について

第23回制度設計専門会
合資料より抜粋

- 今後、スポットおよび一時間前市場入札時点において、自社需要の0～1%相当以上の予備力を超える電源については、それぞれ市場へ投入することを求めることとする。
- また、本取組を進めるに当たっては、移行期間を設け段階的に進める。



- ※1 GC時点において、卸電力市場の流動性向上に資する取組を行った結果として、旧一電の小売部門が供給能力の不足を発生させることがあったとしても、計画値同値同量達成のための努力を適切に行うことを前提とすれば、直ちに供給能力確保義務違反となるものではないと考えられる。
- ※2 一時間前市場における取引の厚みが十分ではなく、旧一電の小売部門による買戻しを十分に行うことができるかとの確証がない現時点における措置として、スポット市場および一時間前市場において2～3%相当の予備力を超える電源分を投入する期間を設けることとする。この期間において、安定供給の観点から特段問題が生じないと判断される場合には、翌日の自社需要の0～1%相当の予備力を超える電源分をスポット市場へ投入する等の運用を開始することとする。
- ※3 本取組は、北海道・沖縄は除く。

(参考)旧一般電気事業者（小売部門）による予備力の確保状況

第22回制度設計専門会
合資料より抜粋

- 調整力公募制度の開始に伴い、平成29年4月以降、一般送配電事業者がH3需要の7%相当分の調整力を確保していることから、小売電気事業者は、少なくともGC時点においては、原則として予備力を確保する必要はないと考えられる。
- 他方、平成28年4月に発電・送配電・小売にライセンスが分かれて以降、旧一般電気事業者の小売部門は、GC時点で計画値を一致させるため、スポット市場入札時点において一定の予備力を確保している。特に、一部の旧一般電気事業者においては、一時間前市場に依存することなく、自社電源のみに依存してGC時点で計画値を一致させるとの運用を行っているため、スポット市場入札断面で翌日需要の約2～5%の予備力を確保している状況が確認されている。
- このため、今後、卸電力市場の流動性を向上させるとの政策的見地から、旧一般電気事業者の小売部門の予備力の確保の在り方について検討を行う必要がある。

旧一般電気事業者小売部門の予備力と一般送配電事業者の調整力の確保状況

