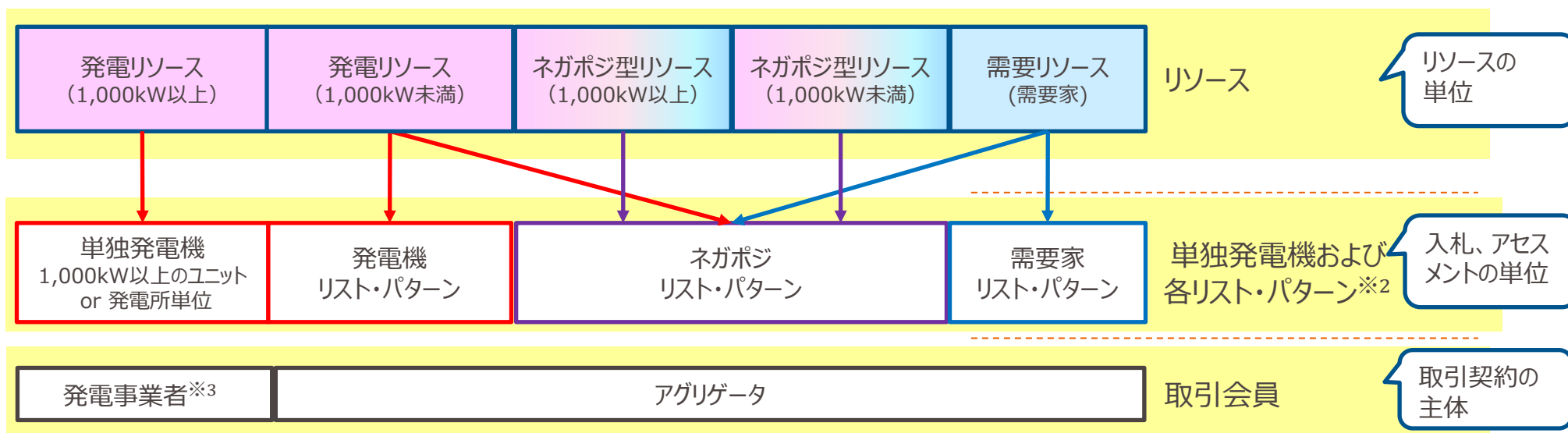


取引ガイド (全商品)

2026年 4月 1日
第9版

1. 市場参入要件
 - 1－1. 資格要件
 - 1－2. リソース等が満たすべき要件
 - 1－3. 機器個別計測・低圧リソース導入
2. 具体的な方法と注意事項
 - 2－1. 市場参入・資格審査
 - 2－2. 事前審査
 - 2－3. 契約締結
 - 2－4. 入札
 - 2－5. 約定
 - 2－6. 発電販売計画および基準値計画の提出方法
 - 2－7. トラブル時の対応
 - 2－8. 各リスト・パターンの変更
 - 2－9. アセスメント
 - 2－10. ペナルティ
 - 2－11. 持ち下げ・起動費返還
 - 2－12. 精算
 - 2－13. 売買手数料

- 取引ガイドにて使用している取引会員とリソースの関係性は下図のとおりとなっております。
- 契約受電電力が1,000 kW以上の発電リソースを用いる場合は当該発電リソース単独で入札していただき、1,000kW未満の発電リソースを用いる場合に限りアグリゲートして入札していただきます。
- 一需要場所に設置されている自家発電等を用いて需要を抑制（ネガワット）した上で、さらに自家発電等の余力を活用して逆潮流（ポジワット）までも供出するリソース（以下、「ネガポジ型リソース」といいます。）は、ネガポジリスト・パターンを用いて入札していただきます。この場合、供出可能量が1,000 kW以上となる地点については当該地点のみで入札していただき、1,000kW未満の地点に限りアグリゲートして入札していただきます。※1
- 本取引ガイドにおけるその他の用語の定義については、取引規程 第1章 第2条（定義）をご確認ください。



※1 揚水発電設備・蓄電池設備について、参入予定の事業者は「揚水発電設備または蓄電池設備を用いて 需給調整市場に参入する場合の取扱いガイド」をご覧ください。

※2 「発電機リスト・パターン」「需要家リスト・パターン」「ネガポジリスト・パターン」を総称して「各リスト・パターン」といいます。

※3 発電事業者は一例であり、取引会員が発電機を保有している必要はありません。



リソース	主な事例
発電リソース (ポジワット型)	・ 発電機、発電所、自家発や蓄電池等を用いて逆潮流（ポジワット）のみにより $\Delta k W$ を供出するリソース
ネガポジ型リソース	・ 一需要場所に設置されている自家発や蓄電池等を用いて需要を抑制（ネガワット）したうえで、さらにその余力を活用して逆潮流（ポジワット）までも行うことにより $\Delta k W$ を供出するリソース
需要リソース (ネガワット)	・ 需要家の負荷設備、自家発や蓄電池等を用いて需要抑制（ネガワット）のみにより $\Delta k W$ を供出するリソース

	ポジワット型	ネガポジ型	ネガワット(従来)
概要	逆潮流のみにより $\Delta k W$ を供出するケース	一需要場所において、需要抑制から逆潮流までを行うことにより $\Delta k W$ を供出するケース	需要抑制のみにより $\Delta k W$ を供出するケース
イメージ図			

出所) 第22回需給調整市場検討小委員会 (2021.3.30) 資料3もとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2020/files/jukyu_shijyo_22_03.pdf

1. 市場参入要件

1 - 1 . 資格要件

- 系統運用上、重要な役割を担っている調整力の取引業務を適確に遂行していただく点を踏まえ、需給調整市場における取引会員資格を取得することができる事業者の条件は、法人格を有し、純資産額が1,000万円以上を有することに加えて、適格請求書発行事業者であることとさせていただきます。※¹
- なお、取引会員資格を取得できる事業者が、発電リソースおよび需要リソースを用いた取引を予定している場合で、その事業者が希望するときは、取引会員資格を2つ付与することがあります。※²
- また、取引規程第6条（欠格事由）に該当する事業者については、取引会員の資格を付与することができません。
- 加入手続きに必要な書類は、様式3（需給調整市場参加申込書）、様式4（取引会員適格誓約書）、様式5（純資産額調書）、登記事項証明書（6ヶ月以内に発行されたもの）、貸借対照表（直近事業年度のもの）の5点となります。※³
- 具体的な審査方法については、100スライドをご参照下さい。
- なお、様式5（純資産額調書）および純資産額調書を証明する書類（貸借対照表等）を、市場参入後も毎年7月末までに一般社団法人電力需給調整力取引所（以下、「本取引所」といいます。）事務局へ提出いただく必要がございます。

※¹ 取引会員は需給調整市場で取引を行う主体であることを意味し、取引会員がリソースを保有している必要はありません。

※² 2つの取引会員資格の付与を希望される場合は、取引会員資格ごとに事業者コードを取得したうえで、それぞれ様式3（需給調整市場参加申込書）を提出していただく必要があります。
また、MMSコード、MMSのクライアント証明書について2つ取得いただく必要があるとともに、料金精算も取引会員資格ごとに実施することになります。
2つの取引会員資格の付与が認められるケース等詳細については、様式3（需給調整市場参加申込書）を提出する本取引所事務局にお問合せ下さい。

※³ 調整力提供者以外の発電契約者が存在する場合

- ・調整力提供者が発電契約者から同意書を受領し、属地TSOへ提出
- ・当該発電リソースを調整力提供者が余力活用に関する契約における余力の提供に使用すること等について発電契約者の同意



- 取引規程には以下の記載があり、資格要件を満たさなくなった場合、除名処分となる虞がございます。

- 第5条（資産上の要件）

- ✓ 取引会員の純資産額の最低額は、1,000万円とする。



- 第52条（違約処理）

- ✓ 本規程に違反するものは違約者とする。
- ✓ 取引会員が違約者となった場合、第53条（取引停止）および第54条（違約者の入札の扱い）の規定にもとづき処理する。



- 第53条（取引停止）

- ✓ 取引会員が違約者となった場合、直ちに（中略）本市場における取引を停止させる。
- ✓ 取引の停止を命ぜられた日の翌日から起算して6ヶ月以内に（中略）認めるときは、市場運営者は、第1項の規定による取引の停止を解除する。
- ✓ 期間内に取引の停止が解除されなかったときは、市場運営者は、当該取引会員を除名する。

⇒ 除名となります。

- 第6条（欠格事由）

- ✓ 取引会員資格取得後、欠格事由に該当するに至った場合または第4条（取引会員資格）第1項に定める要件を満たさなくなった場合、市場運営者は取引会員に対し、除名することができる。

⇒ 除名となります。

- なお、上記以外についても、禁止行為を行った場合等、除名となる場合がございます。

1 - 2. リソース等が満たすべき要件

- 需給調整市場で取引するリソースは以下の運用要件を満たしていただきます。
 - ① 約定した商品ブロックごとの時間帯（以下、「提供期間」といいます。）において、リソースを、本市場で約定した ΔkW （以下、「 ΔkW 約定量」といいます。）が供出可能な状態に維持すること。なお、複合商品の場合、複合市場商品約定単位ごとに、複合約定対象商品ごとの ΔkW 約定量のうち、最大となる ΔkW 約定量（以下、「複合 ΔkW 約定量」といいます。）が供出可能な状態に維持すること。
 - ② 取引会員の責任において、取引会員または小売電気事業者が、あらかじめ、需要者または発電者に対して、属地エリアの一般送配電事業者（沖縄電力を除く。以下、「属地TSO」といいます。）および当該取引会員または小売電気事業者が、指示数または実績電力量およびその他必要な需要者または発電者の情報を、需給調整市場における利用の目的で、共同で利用することを明示すること。（機器点参入に用いるリソースの場合で、属地TSOの指示に従い、第13条（リソース等が満たすべき要件）第1項(1)又(ハ)の承諾を得ることとするときには、この限りでない。）
 - ③ 受電点参入に用いる発電リソースの場合、受電点において属地TSOとの間で発電量調整供給契約を締結していること。
 - ④ 受電点参入に用いる需要リソースの場合、受電点において属地TSOとの間で接続供給契約を締結していること。
 - ⑤ 機器点参入に用いる発電リソースの場合、その機器点が属する受電点において属地TSOとの間で接続供給契約を締結していること。なお、当該発電リソースが、属地TSOが維持および運用する供給設備に逆潮流できる場合は、発電量調整供給契約を締結していること。
 - ⑥ 機器点参入に用いる需要リソースの場合、その機器点が属する受電点において属地TSOとの間で接続供給契約を締結していること。

- ⑦ 以下に該当する場合、需給調整市場に参入できないものとする。
- 余力活用に関する契約を締結または締結を予定している系統コードのマスタパターンに機器点参入するリソースまたは受電電圧が低圧で受電点参入に用いるリソースを含めた場合
 - 需要抑制量調整供給契約を締結または締結を予定している地点に属する機器点参入に用いるリソースの場合
 - 再生可能エネルギーの固定価格買取制度で取引する電力量を用いる場合および再生可能エネルギーの固定価格買取制度で取引する電力量と調整電力量の切り分けができない配線の場合
 - 原則として、受電電圧が低圧で機器点参入に用いるリソースが属する受電点において発電量調整供給契約を締結している場合であって、当該受電点の接続供給契約において、属地TSOが定める「託送供給等約款」における代表契約者を選任または選任を予定しているとき。
- ⑧ 同一の受電点において、受電点参入および機器点参入の両方を用いることはできないものとする。
- ⑨ 受電電圧が低圧で機器点参入している機器点が属する受電点において発電量調整供給契約を締結している場合は、当該受電点の小売電気事業者と発電契約者は同一事業者であるものとする。
- ⑩ 機器点参入に用いるリソースの場合、取引会員の責任において、取引会員または小売電気事業者は、当該地点の需要者または発電者から、以下の承諾を得るものとする。
- 属地TSOが定める「外部接続基準・ガイドライン」を遵守すること
 - 属地TSOが受電点計量器の取り替え等を行う際、需要場所または発電場所に立ち入り、業務を実施すること
 - 属地TSOが当該取引会員または小売電気事業者に対して必要な需要者または発電者の情報を提供すること、ならびに当該取引会員または小売電気事業者が、属地TSOへ指示数または実績電力量およびその他必要な需要者または発電者の情報を提供すること

⑪ 機器点参入に用いるリソースの場合、以下の手順により、取引会員の責任において、小売電気事業者は、属地TSOへ機器点ごとに機器点計量の申込み等を行うこと。

• 機器点計量の申込み

機器点計量を開始する場合、取引会員の責任において、小売電気事業者は、特例計量器等の設置後に所定の様式にて属地TSOへ申込むこととする。ただし、小売電気事業者は申込みを行った後、機器点計量が開始される前に申込みの取下げを希望する場合は、属地TSOへ速やかに連絡する。

属地TSOが当該申込みを承諾したとき、属地TSOと協議のうえ、計量開始日が定められ、必要な手続きを経た後に、機器点計量が開始されるものとする。ただし、計量開始日が定められた後に、属地TSOおよび取引会員は、やむを得ない理由によって、当該日付に計量を開始できないことが明らかになった場合には、その理由について小売電気事業者を介して相手方に通知し、あらためて協議のうえ、属地TSOにより計量開始日が定められることとする。なお、以下のいずれかの事由に該当する場合、本項に規定する申込みの全部または一部は承諾されないことがある。

- a. 同一の機器点において、既に他の小売電気事業者での機器点計量に係る申込みがある場合
- b. 機器点計量を行う地点において、通信環境の理由等で属地TSOが設置する計量器の通信ネットワークへ接続することができない場合
- c. 属地TSOがIoTルートへ接続するために必要な機器を設置できない場合
- d. 本市場に参入する要件を満たしていない場合
- e. その他、属地TSOが必要と判断した場合

また、特例計量器等は取引会員の責任において設置する。その際、1受電点において、設置できる特例計量器等は4台までとし、1受電点に2台目以降の特例計量器等を設置する場合、他の機器点参入に用いるリソースの計量との重複を避けるため、他のすべての特例計量器等と並列接続となるように計量器を設置する。当該計量器が特例計量器である場合、関係規程類にもとづき、特定計量開始の30日前までに、経済産業大臣に届け出を行うこととし、取引会員は属地TSOに対し、所定の様式の提出等により、使用期間等について説明を行う。

なお、通信不達等の理由により機器点計量器等に取り替え等が発生した際は、取引会員の責任において対応するものとする。

- 機器点計量の変更の扱い
機器点計量の開始後、機器点計量器等の取り替え、潮流方向の追加、変更および一部潮流方向の廃止がある場合、取引会員の責任において小売電気事業者は属地TSOが定める様式にて属地TSOへ申込むこととする。
- 機器点計量の終了および I o T ルート閉塞時の扱い
 - a. 機器点計量の終了時の扱い
機器点計量を終了する場合、取引会員の責任において、当該機器点が所属する小売電気事業者は、属地TSOが定める様式にて属地TSOへ機器点計量の廃止を申込むこととする。
 - b. 機器点計量の I o T ルート閉塞時の扱い
リソースのスイッチングやトラブルに伴い機器点計量の I o T ルートが閉塞した後に再開を希望する場合、新たに当該機器点が所属する小売電気事業者は、属地TSOが定める様式にて属地TSOへ申込むこととする。
- ⑫ 機器点参入に用いるリソースの場合、以下に該当するときに、属地TSOが、第13条（リソース等が満たすべき要件）第1項(1)ル(ハ) a の申込みの有無にかかわらず特例計量器等の I o T ルートを閉塞する場合があることを承諾すること。なお、I o T ルート閉塞時は、属地TSOから小売電気事業者にその旨を通知することがある。
 - 「需給調整市場に関する契約」の終了、マスタパターンおよび各リスト・パターンからの削除およびその他事由により属地TSOが不適切と判断する場合
 - 属地TSOとの間で締結している接続供給契約または発電量調整供給契約が廃止となる場合（リソースのスイッチングを含む）
 - 小売電気事業者が承諾事項や関係規程類に違反した場合

- ⑬ 機器点参入に用いるリソースの場合、取引会員は、小売電気事業者からの申込みの有無にかかわらず、属地TSOが機器点特定番号を変更する場合があることを承諾するものとする。なお、機器点特定番号変更時は、属地TSOから小売電気事業者にその旨を通知する。
- ⑭ 機器点計量器等に係る設定、機器点特定番号・ペアリングIDの共有、IoTルートへの接続確認および通信不具合発生時の対応は、特定計量（IoTルート）運用ガイドライン等にもとづき取引会員の責任において、取引会員または小売電気事業者が実施するものとする。
- ⑮ 提供期間における発電計画に、 ΔkW 約定量（複合商品の場合は、複合 ΔkW 約定量）を適切に反映させること。
- ⑯ 発電上限に、燃料計画、発電機の作業等に伴う出力制約およびTSOによる系統作業等に伴う出力制約等を適切に反映させること。
- ⑰ 提供期間において、 ΔkW 約定量の範囲内で属地TSOからの指令に従い調整を行うこと。
なお、提供期間終了時に属地TSOから復帰指令は行わない。
また、一次調整力は提供期間において、周波数偏差を検知し、調定率にもとづき調整を行うこと。

①「提供期間において、リソースを、 ΔkW 約定量が供出可能な状態に維持すること」

単独発電機の場合

- ・発電上限から発電計画の差分が ΔkW 約定量以上であることが必要です。

<NG>

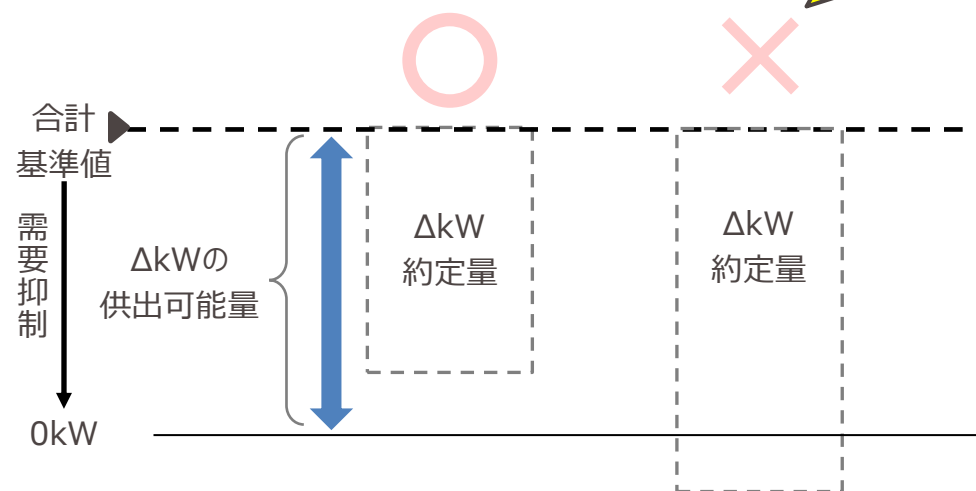
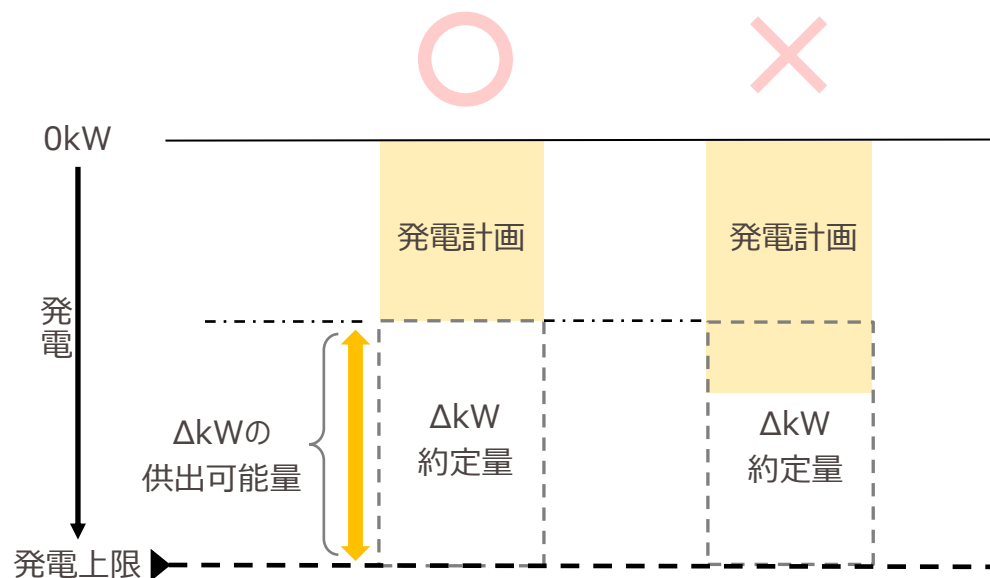
発電上限から発電計画の差分が ΔkW 約定量より小さい場合、実需給での ΔkW が確保できていないため、要件を満たしていない。

需要家リスト・パターンの場合

- ・合計基準値が ΔkW 約定量以上であることが必要です。

<NG>

合計基準値が ΔkW 約定量より小さい場合、実需給での ΔkW が確保できていないため、要件を満たしていない。



①「提供期間において、リソースを、 ΔkW 約定量が供出可能な状態に維持すること」

発電機リスト・パターンの場合

- ・合計発電上限から合計発電計画の差分が ΔkW 約定量以上であることが必要です。

<NG>

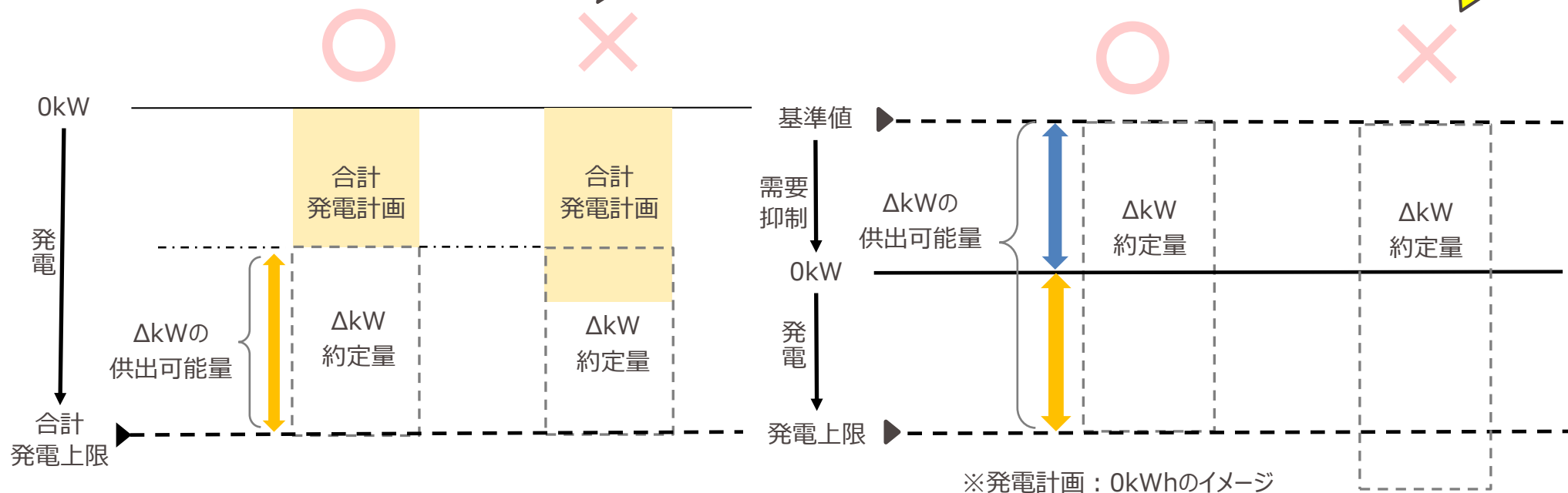
合計発電上限から合計発電計画の差分が ΔkW 約定量より小さい場合、実需給での ΔkW が確保できていないため、要件を満たしていない。

ネガポジリスト・パターン（1地点）の場合

- ・発電上限から発電計画の差分と基準値の合計が ΔkW 約定量以上であることが必要です。

<NG>

発電上限から発電計画の差分と基準値の合計が ΔkW 約定量より小さい場合、実需給での ΔkW が確保できていないため、要件を満たしていない。

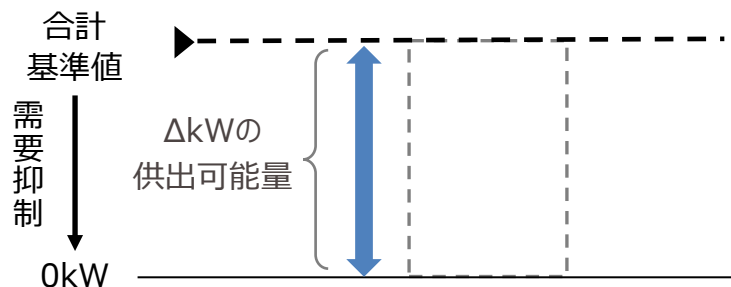


①「提供期間において、リソースを、 ΔkW 約定量が供出可能な状態に維持すること」

ネガポジリスト・パターン（複数地点）の場合

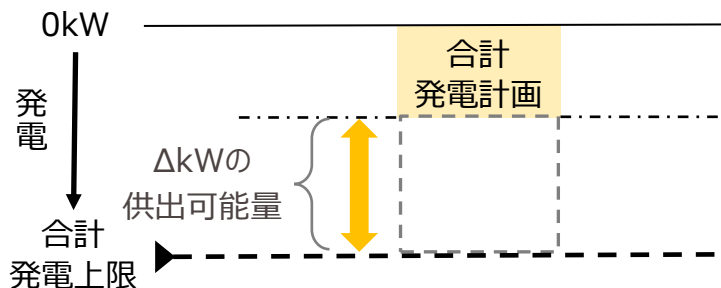
- ・合計発電上限から合計発電計画の差分と合計基準値の合計が ΔkW 約定量以上である必要があります。

<需要リソース>

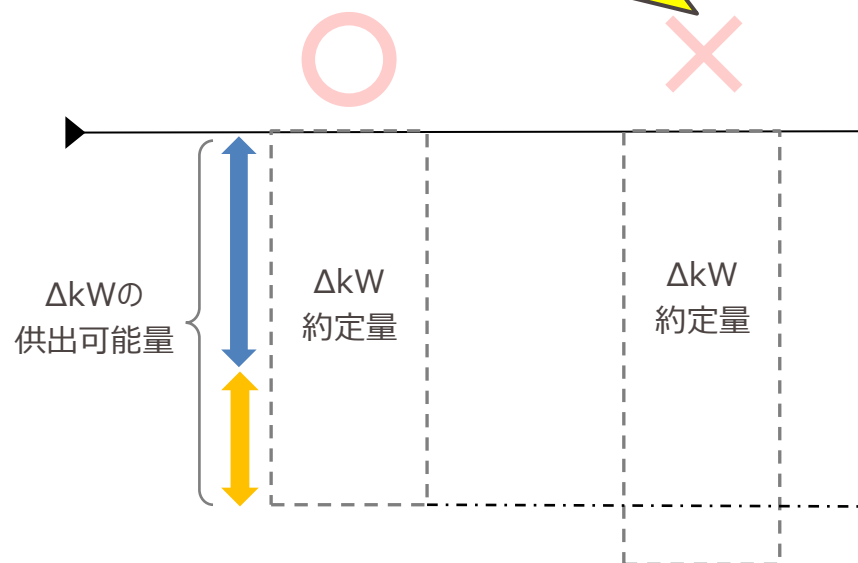


+

<発電リソース>



<ネガポジリスト・パターン>



<NG>

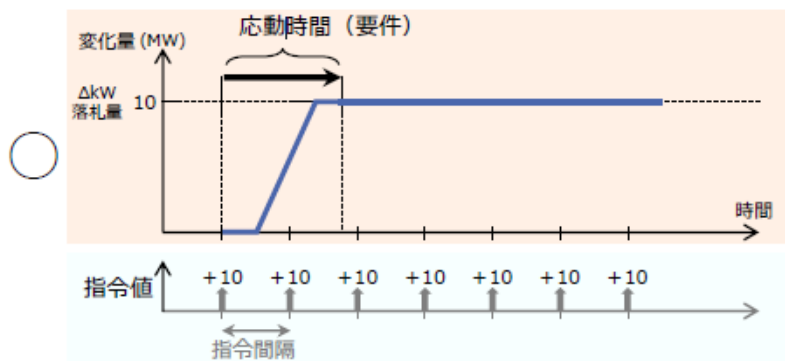
合計発電上限から合計発電計画の差分と合計基準値の合計が ΔkW 約定量より小さい場合、実需給での ΔkW が確保できていないため、要件を満たしていない。

⑰「提供期間において、 ΔkW 約定量の範囲内で属地TSOからの指令に従い調整を行うこと」

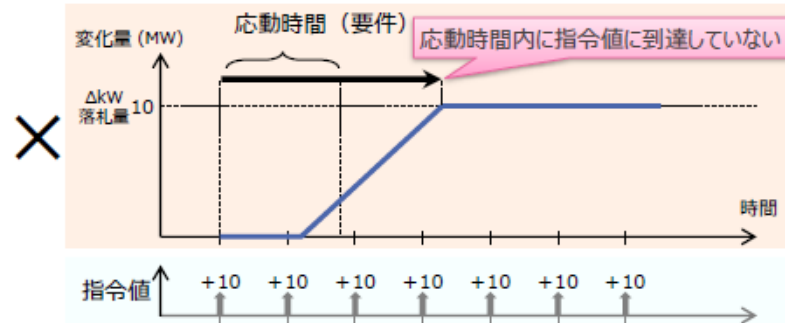
例 三次調整力②

(応動時間)属地TSOから発信された出力指令値まで、商品要件の応動時間 60分以内に到達する必要があります。

応動時間内に出力指令値まで到達しているケース



応動時間内に出力指令値まで到達していないケース

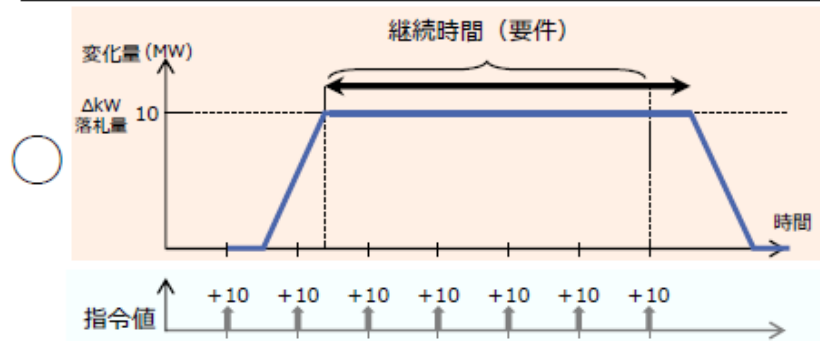


出所) 第11回需給調整市場検討小委員会 (2019.4.25) 資料4-2-2をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2019/files/jukyu_shiijo_11_04_02_02.pdf

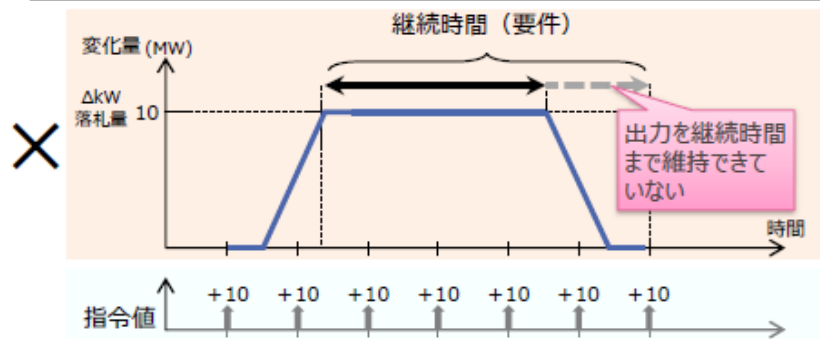
⑰「提供期間において、 ΔkW 約定量の範囲内で属地TSOからの指令に従い調整を行うこと」

(継続時間)出力指令値が同じ値で継続する場合、商品要件の継続時間である商品ブロックの時間中は、出力を継続する必要があります。

出力を継続時間まで維持できているケース



出力を継続時間まで維持できていないケース

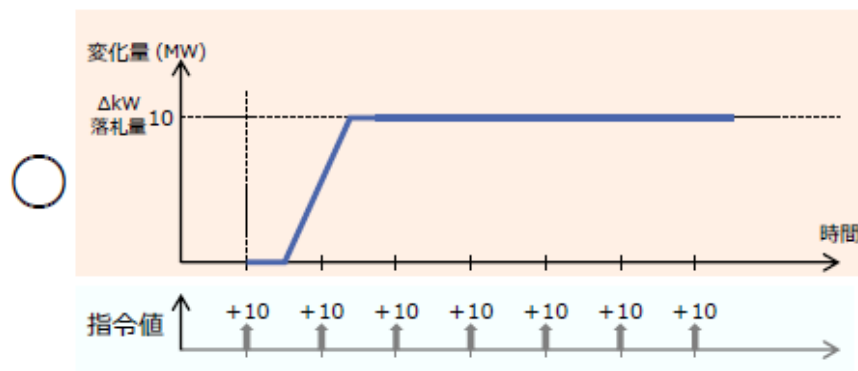


出所) 第11回需給調整市場検討小委員会 (2019.4.25) 資料4-2-2をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2019/files/jukyu_shijyo_11_04_02_02.pdf

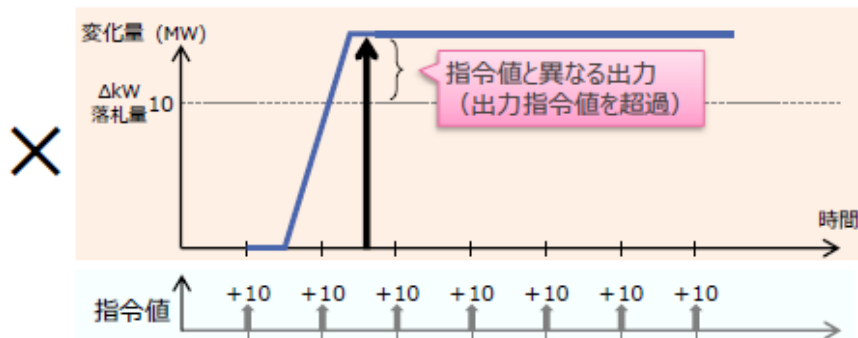
⑰「提供期間において、 ΔkW 約定量の範囲内で属地TSOからの指令に従い調整を行うこと」

(指令への追従性1) 発信された出力指令値に対して、超過もしくは不足しないことが求められます。

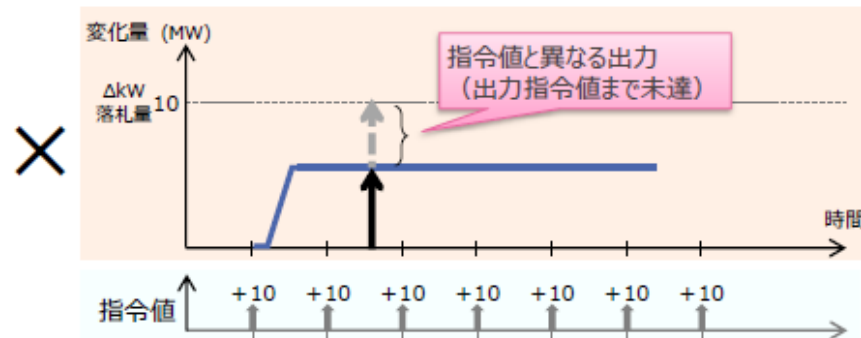
指令値に追従できているケース



指令値に追従できていないケース①



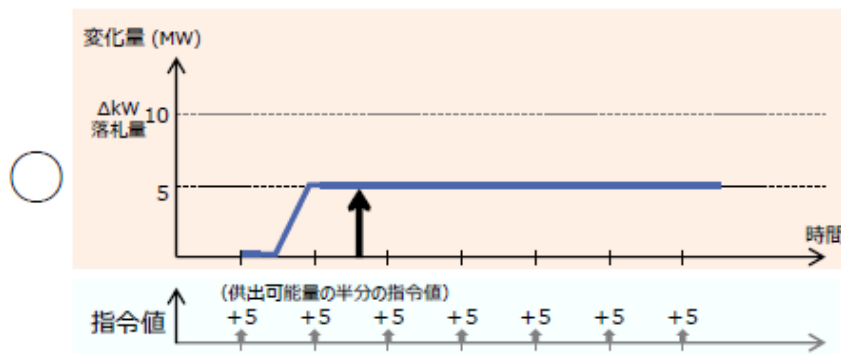
指令値に追従できていないケース②



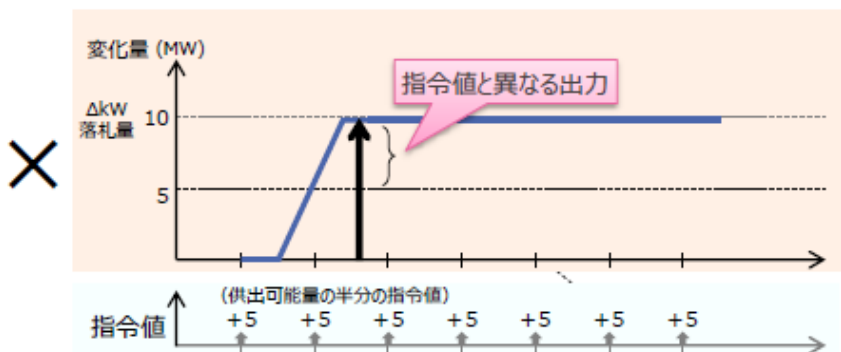
⑰「提供期間において、 ΔkW 約定量の範囲内で属地TSOからの指令に従い調整を行うこと」

(指令への追従性2) 供出可能量の範囲内で出力指令値は変化します。出力指令値が落札した供出可能量の値ではない場合（例えば供出可能量の半分等）はその指令値に応じた出力の発動が求められます。

指令値に追従できているケース



指令値に追従できていないケース



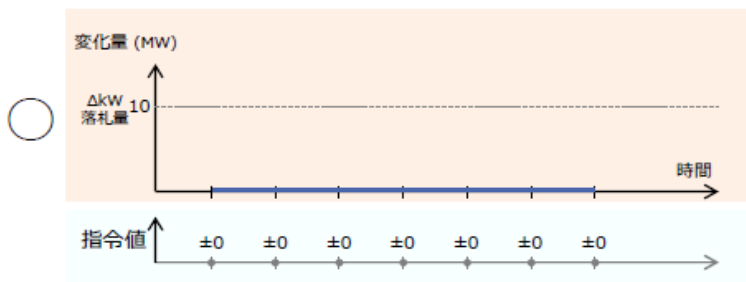
⑰「提供期間において、 ΔkW 約定量の範囲内で属地TSOからの指令に従い調整を行うこと」

例 三次調整力②

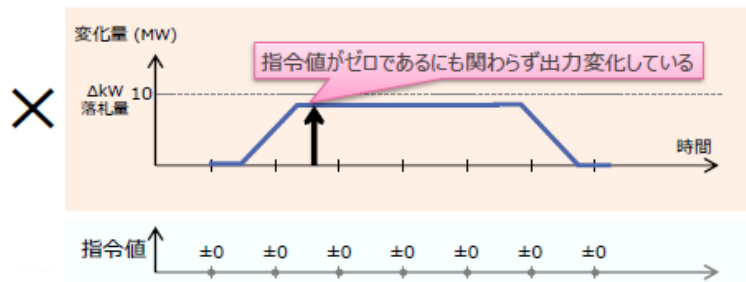
(指令への追従性3) 出力指令値がゼロの場合は、変化しないこと（変化ゼロ）が求められます。

簡易指令システムで接続する場合で、約定ブロックの対象コマの開始時間の60分前までに指令値ゼロも含めて指令を行います。なお、システムトラブル等により、簡易指令システムから指令が送信されない場合には、指令量をゼロとみなし、発電計画または基準値計画に基づいた応動が求められます。

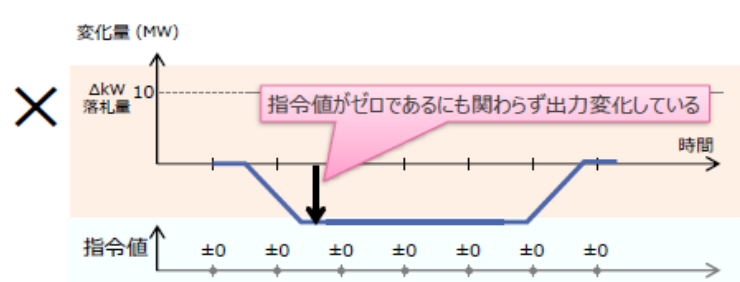
出力指令値（指令値ゼロ）に追従できているケース



指令値に追従できていないケース①



指令値に追従できていないケース②

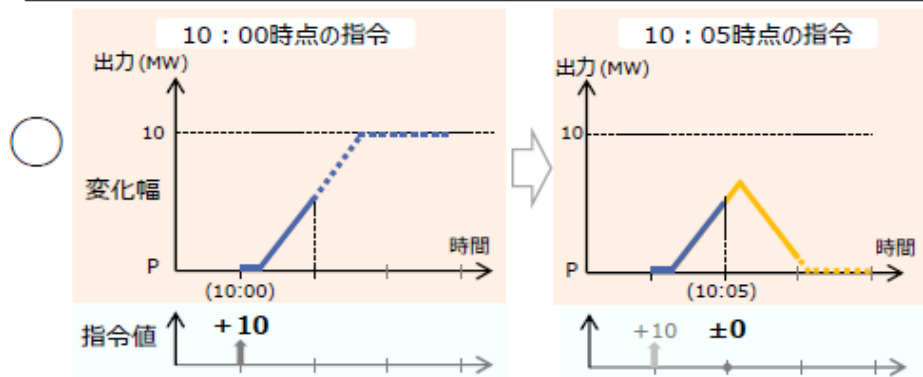


⑰「提供期間において、 Δ kW約定量の範囲内で属地TSOからの指令に従い調整を行うこと」※1

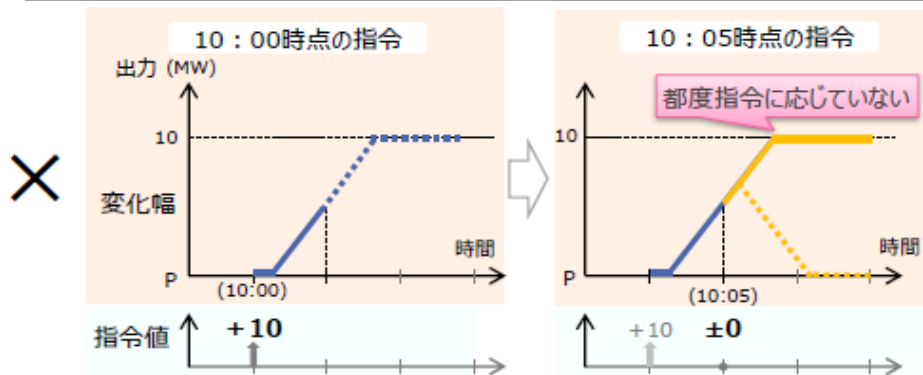
※1 一次調整力は、周波数偏差を検知し、調定率にもとづいた調整を行っていただきます。

(指令への追従性4)出力指令値は定められた指令間隔で都度変化し、指令値が変更された場合は、前の指令に応じた応動をしている間であっても、次の指令に応じて定められた応動時間内にその値に変化することが求められます。

指令値に追従できているケース



指令値に追従できていないケース



【おことわり】

三次調整力②については、指令値変更は指令対象時間の60分前までに行い※2、コマ内での指令値の変更や、コマ内での指令の取り消しはありません。

指令変更があった場合のアセスメント等、詳しい内容は490～493スライドをご確認ください。

※2 専用線オンラインでの指令方法は、属地TSOと協議

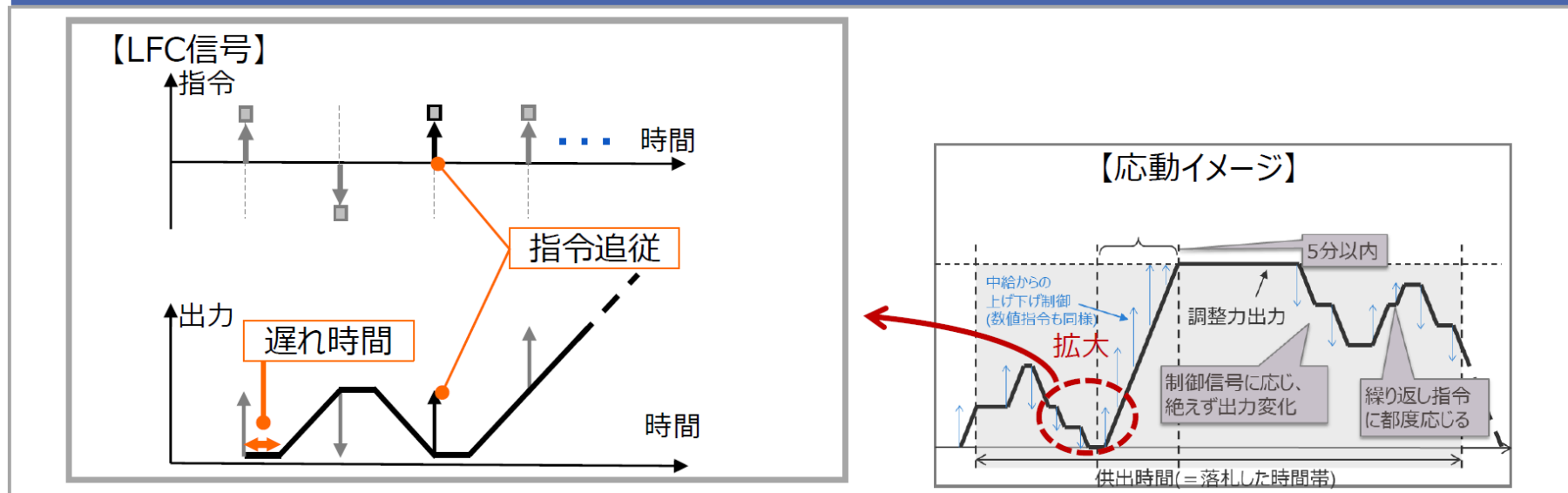
- 取引の対象となるリソースは以下の要件を満たしていただく必要があります。
 - ✓ 属地エリアの系統に連系するリソース（連系線を経由して属地TSOの系統に接続するものを除く。）で、属地TSOから、オンライン（簡易指令システムを含む。）で出力増減が可能であること。ただし、一次調整力の場合を除く。
 - ✓ 各商品の応動時間以内において、属地TSOの指令に応じた出力増減が実施できること。ただし、一次調整力は、属地エリアの周波数偏差を検知して調定率にもとづいた出力増減が実施できること。
 - ✓ なお、次の場合における性能確認は、リソースの試運転や必要な対応工事・試験が完了した後に実施します。
 - ・ 入札にあたり営業運転を開始していない場合
 - ・ 属地TSOとオンライン信号（簡易指令システムを含む。）の送受信を開始していない場合（一次調整力において監視方法がオフラインの場合を除く）
 - ・ 性能確認に必要な計量器の取り付け・取り替え等の工事が必要な場合
 - ✓ 契約受電電力が1,000kW以上の発電リソースの場合は商品区分ごとに原則としてユニット単位で入札を行うこととし、ユニット単位で系統コードを取得していただく必要があります。
 - ・ ただし、取引会員が計量単位での入札を希望する場合は、属地TSOとの個別協議により入札可否を決定します。
 - ✓ なお、契約受電電力1,000kW未満の発電リソースおよび需要リソースを用いて、供出可能量が1,000kW以上となる場合に限り、ネガポジリスト・パターンを用いて入札を行っていただきます。
契約受電電力が1,000kW未満の発電リソースを用いる場合、商品区分ごとに発電機リスト・パターン単位またはネガポジリスト・パターン単位で入札をいただく必要があります。
 - ・ 契約受電電力が1,000kW以上の発電リソースで、リソースごとの供出可能量が年間の一部期間でも1,000kW未満であることを属地TSOが認めたときは、発電機リスト・パターン単位またはネガポジリスト・パターン単位で入札を行うことが可能です。
 - ✓ 需要リソースの場合は需要家リスト・パターン単位またはネガポジリスト・パターン単位で入札を行うこと。
 - ✓ 需要家リスト・パターンまたはネガポジリスト・パターンに含まれる需要リソースごとの供出電力が、供給地点に設置した計量器で計量できること。
 - ✓ 機器点参入する場合、発電機リスト・パターン単位、需要家リスト・パターン単位またはネガポジリスト・パターン単位に含まれるリソースごとの供出電力が、機器点に設置した特例計量器等で計量できること。

- 二次調整力①に入札するリソースは以下の要件を満たしていただく必要があります。

- ✓ 遅れ時間

調整実施指令信号を受信してから、応動開始するまでに要する時間が120秒以内であること。
ただし、2023年4月以降に系統連系申込を行うリソース（2023年4月以降にリプレース等の系統連系申込を行うリソースを含む。以下、「新設発電機」という）の場合、
調整実施指令信号を受信してから、応動開始するまでに要する時間は30秒以内とする。

LFC信号に追従した応動のイメージ



出所) 第28回需給調整市場検討小委員会 (2022.2.24) 資料3-3をもとに作成

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2021/files/jukyu_shijyo_28_03_03.pdf



(参考)二次調整力①の遅れ時間について

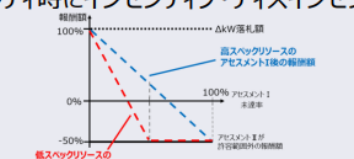
- 二次調整力①遅れ時間は、スペックダウンによる周波数品質低下を防止するため、新設・既設により以下を要件としております。

区分	遅れ時間	備考
新設	30秒以内	2023年4月以降で系統アクセス業務において新規に系統連系申込となる案件（リプレース（発電設備等の更新やパワーコンディショナー等の装置切替時）等を含む）
既設	120秒以内	リプレース等の際は、新設と同様の要件を求める

スペックダウン防止策案について

25

- 既存リソースのスペックダウン防止のため、①設定値の見直し、および②インセンティブ設計について検討を行った。
- ②インセンティブ設計に関しては、アセスメントを達成すればスペックダウンしても報酬を満額受け取ることができるため、完全にスペックダウンを防止することはできない。また、同様に新設リソースに関しても低スペックで参入すること自体はできるため、将来的な周波数品質への影響の懸念が残る。
- 他方で、①設定値の見直しであれば、既存リソースのスペックダウンを防止することができ、また、新設での低スペックリソースの参入も防止できることから、将来的にも現状の周波数品質を維持できるものと考えられる。
- このため、スペックダウン防止策としては①設定値の見直し（案①-3）を実施することとしてはどうか。また、本施策については新設・既設ともに影響がないことから、二次①取引開始時点の2024年度から適用※3することとしてはどうか。

案	防止策	評価
①-3	新設※1 30秒以内 既設（リプレース等※2の際は、新設と同様の要件を求める） 120秒以内	○要件を満たさないリソースは参入できず、スペックダウンを防止できることから、将来的に周波数品質を維持できる
②-2	ペナルティ時にインセンティブ・ディスインセンティブを付与 	×低スペックなリソースも参入しうる可能性があり、スペックダウンを防止できるとは限らないことから、将来的な周波数品質に懸念 △インセンティブ・ディスインセンティブ付与方法によっては精算システム等の改修が必要

※1 2023年4月以降で系統アクセス業務において新規に契約申込となる案件（リプレース等を含む）

※2 発電設備等の更新やパワーコンディショナー等の装置切替時等

※3 一般送配電事業者が定める取引規程等への反映状況により変わらう

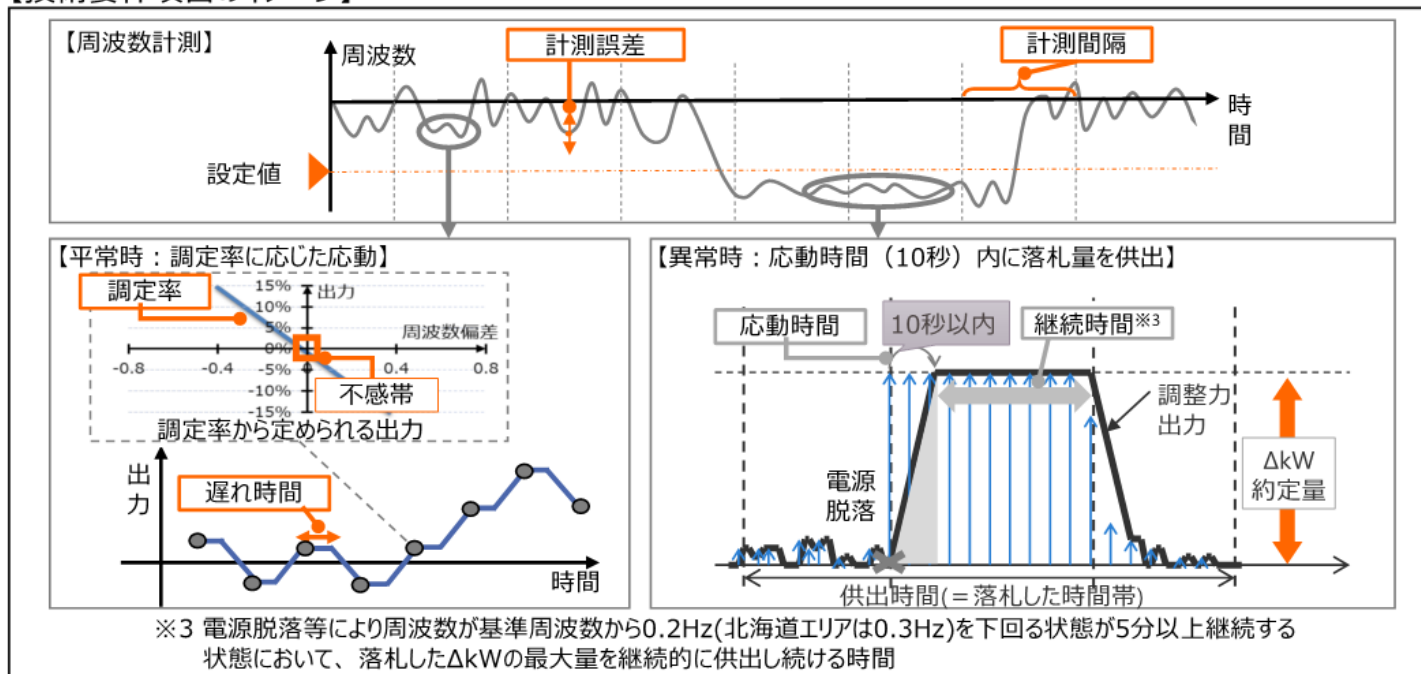
- 一次調整力に入札するリソースは以下の要件を満たしていただく必要があります。

項目	周波数計測間隔※1	周波数計測誤差※1	不感帯	調定率※4	遅れ時間※2
設定値	0.1秒以下	±0.02Hz以内	基準周波数50Hz : ±0.01Hz以内 基準周波数60Hz : ±0.012Hz以内	5%以下	2秒以内

※1 周波数計測機器に関する要件

※2 周波数変化からリソースが出力変化を開始するまでに要する時間
(周波数計測遅れ、制御ロジックの演算遅れ、実機器の制御遅れ等で構成)

【技術要件項目のイメージ】



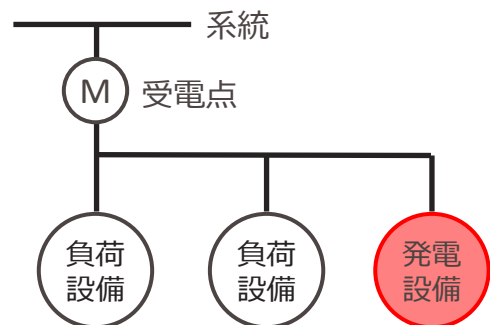
※4 周波数変動幅によらず一定とする。なお、設備の特性上等の理由により、属地TSOが認める場合は、この限りではない。



- 一次調整力において、監視方法がオフラインの場合で需要家リスト・パターンまたはネガポジリスト・パターン（需要リソースを用いる場合に限る）を用いるときは当該リスト・パターンに含まれる自家発における電源種別および燃料・発電方式等は、火力（水素、アンモニア、合成メタン、バイオマス（専焼のみ）、L N G（アンモニア混焼を前提としたL N G火力のみ））、C C S（Carbon dioxide Capture and Storage）付火力、水力（揚水、一般（貯水式、自流式））、蓄電池、地熱、原子力、太陽光、風力である必要があります※1、2。

※1 受電点以下に複数の自家発が存在し、一つでも当該電源に該当しない自家発が含まれる場合は、参入不可

※2 機器点参入する場合、機器点より受電点側にある電源種別および燃料・発電方式等は問わない



発電設備の電源種別および燃料・発電方式等が以下に該当する場合はオフライン枠に参入可能

電源種別	燃料・発電方式等
火力	水素、アンモニア、合成メタン、バイオマス（専焼のみ）、L N G（アンモニア混焼を前提としたLNG火力のみ）
C C S 付火力	—
水力	揚水、一般（貯水式、自流式）
蓄電池	—
地熱	—
原子力	—
太陽光	—
風力	—

出所) 第42回需給調整市場検討小委員会（2023.9.27）資料3および

第45回需給調整市場検討小委員会（2024.2.7）資料3をもとに作成

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2023/files/jukyu_shijyo_42_03.pdf

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2023/files/jukyu_shijyo_45_03.pdf

- 各リスト・パターン※¹を用いた入札のイメージは以下のとおりです。

凡例  契約受電電力1,000kW以上の発電リソース（リソースごとの供出可能量が年間の一部期間でも1,000kW未満であることを属地TSOが認めたとき）

 需要リソース



供出可能量が1,000kW以上のネガポジ型リソース



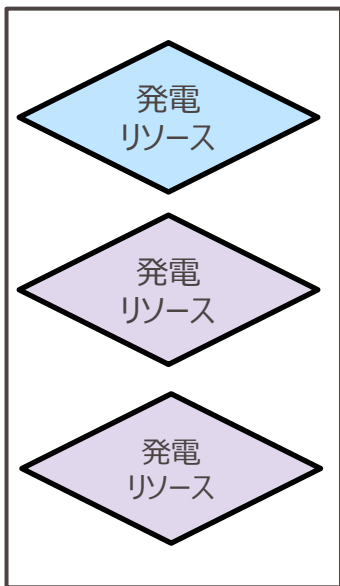
契約受電電力1,000kW未満※³の発電リソース



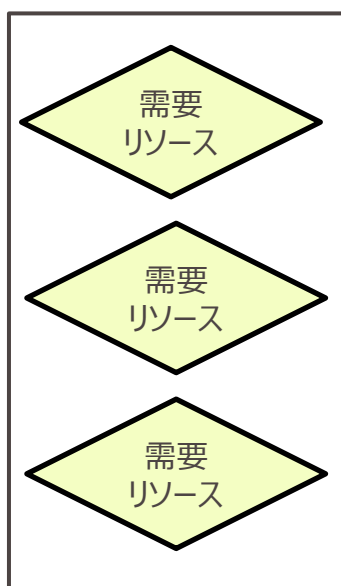
供出可能量が1,000kW未満のネガポジ型リソース

【各リスト・パターンの例】

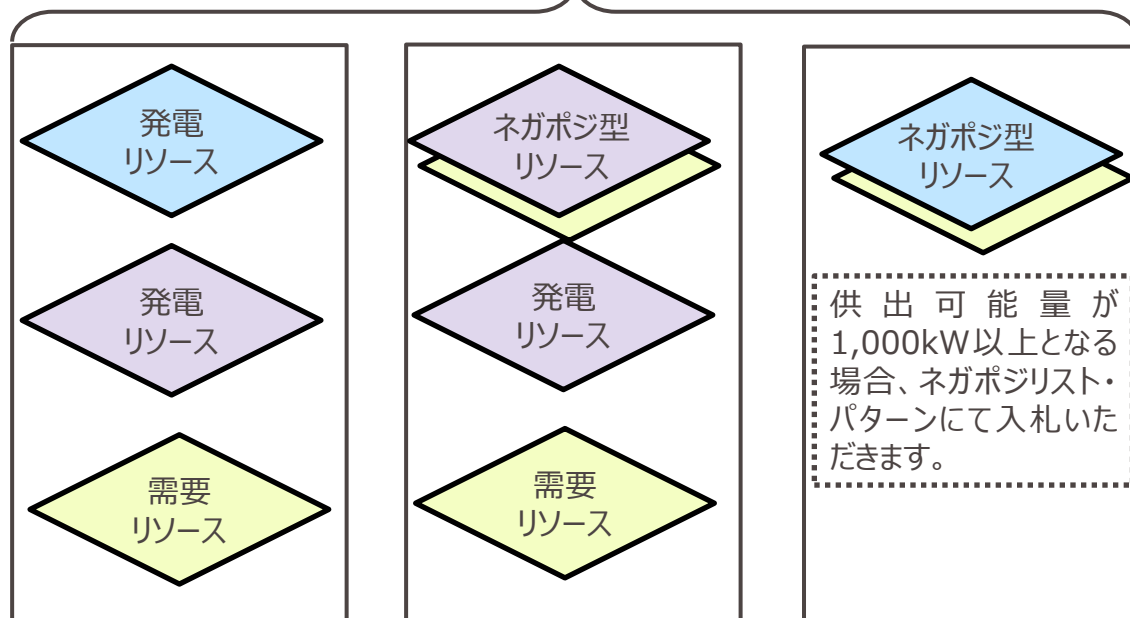
発電機リスト・パターン



需要家リスト・パターン



ネガポジリスト・パターン※²



※¹ 一次調整力で監視方法がオフラインで入札する場合は、各リスト・パターンを用いて入札いただきます。

※² ネガポジリスト・パターンにおいても、1,000kW未満の発電リソースのみまたは需要リソースのみのパターンを設定することが可能です。

※³ 機器点参入の場合は、機器点リソースで供出できる電力の最大値が1,000kW未満の発電リソース



- FIT制度で取引する電力量（以下、「FIT電力量」といいます。）を用いて、需給調整市場に参入することはできません。FIP制度で取引する電力量（以下、「FIP電力量」といいます。）を用いて、需給調整市場に参入することは可能です。
- また、FIT電力量以外の電力量や需要リソースで参入を希望する場合においても、計量法等に基づき受電点の計量器で調整電力量とFIT電力量が切り分けできない配線の場合は、需給調整市場に参入することはできません。（切り分けできない配線は次スライドを参照）

需給調整市場参入点 (受電点の電圧)	FIT電力量	FIP電力量 (FIP併設蓄電池の 放電電力量のうち、 FIP設備に由来する 分を含む) (一時調達契約に よる買取分を除く)	FIT電力量とFIT電力量以外の 電力量が混在する地点で FIT電力量以外の電力量	FIP電力量とFIP電力量以外の電力量が 混在する地点で FIP電力量以外の電力量	
					FIP併設蓄電池の放 電電力量のうち、系統 充電に由来する分
受電点（高圧以上）	参入不可	参入可	条件付き参入可※1	参入可	条件付き参入可※2
機器点（高圧以上）	参入不可	参入可	条件付き参入可※1	参入可	条件付き参入可※2
受電点（低圧）	参入不可	参入可	条件付き参入可※1	参入可	条件付き参入可※2
機器点（低圧）	参入不可	参入可	条件付き参入可※1	参入可	条件付き参入可※2

※1 計量法等に基づき、FIT電力量とFIT電力量以外の電力量および調整電力量が切り分けでき、適切にインバランス補正処理が行える場合に限る。

※2 経済産業省が策定する事業計画策定ガイドラインにより系統側からの充電が認められている、太陽光発電または風力発電の併設蓄電池に限る。また、当該ガイドラインを遵守する必要がある。

太陽光発電の場合は、認定発電設備の設置場所を含む一の需要場所に、発電設備・PCS・併設蓄電池等の「当該再生可能エネルギー発電設備の運転に不可欠なものであって、当該再生可能エネルギー発電設備において使用する電気の量が微量である」需要設備以外の需要設備が存在する場合には、認定発電設備に由来する電気の量を観念できなくなるため、系統側から附属する蓄電池への充電は認められていない。

風力発電の場合は、認定発電設備の設置場所を含む一の需要場所に、発電設備・PCS・併設蓄電池等の「当該再生可能エネルギー発電設備の運転に不可欠なものであって、当該再生可能エネルギー発電設備において使用する電気の量が微量である」需要設備以外の需要設備が存在する場合には、認定発電設備に由来する電気の量を観念できなくなる可能性があるため、蓄電池を設置する計画段階において、あらかじめ経済産業省に相談する必要がある。



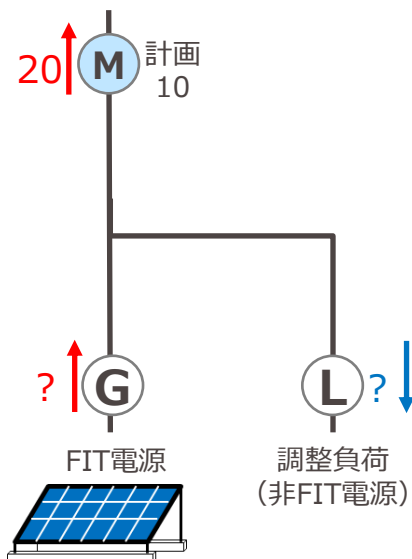
(参考)FIT電力量が切り分けできない配線事例

31

- 以下のイメージのとおり、FIT電力量とFIT電力量以外の電力量および調整電力量が切り分けできず、適切にインバランス補正処理が行えない場合は需給調整市場に参入することはできません。

受電点計量器： **M** 按分計量器： **M** 機器点計量器： **m**

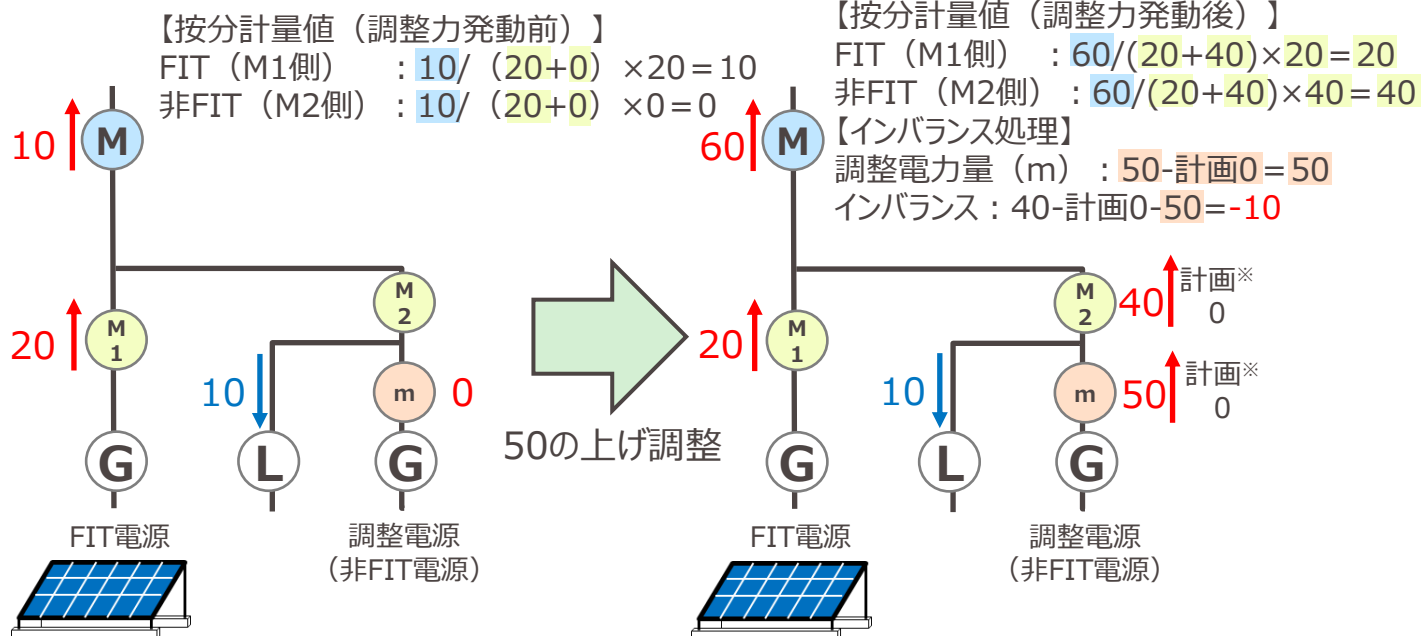
受電点参入



FIT電源の実績増か調整負荷の実績減か
判別不能

機器点参入

※受電点電圧が低圧の場合、地点もしくは機器点の計画がないことに留意。



調整電力量 (50 = 補正量) による影響がM2側の発電実績 (40 = 非FIT側実績増) にそのまま反映されず、**補正量残10**がインバランスとして計算されてしまい**適切にインバランス補正処理が行えない**。

⇒ 需給調整市場へ**参入不可な配線**



- 取引を希望する商品区分に応じて、通信設備を属地TSOの中給システムと専用線オンラインで接続するか、簡易指令システムを用いたオンラインにて接続するかを、取引会員に選択※1※2※3※4していただきます。
- ただし、単独発電機の場合で、1発電機の容量が10万kW以上の場合は、専用線オンラインでの接続に限定されます。
- 加えて、各リスト・パターンを用いる場合で、簡易指令システムで接続する場合、同一の伝送媒体および送受信装置に接続するリソースから供出される電力の合計が100万kW以下になるように、複数の伝送媒体および送受信装置に分割等を行うことが必要となります。

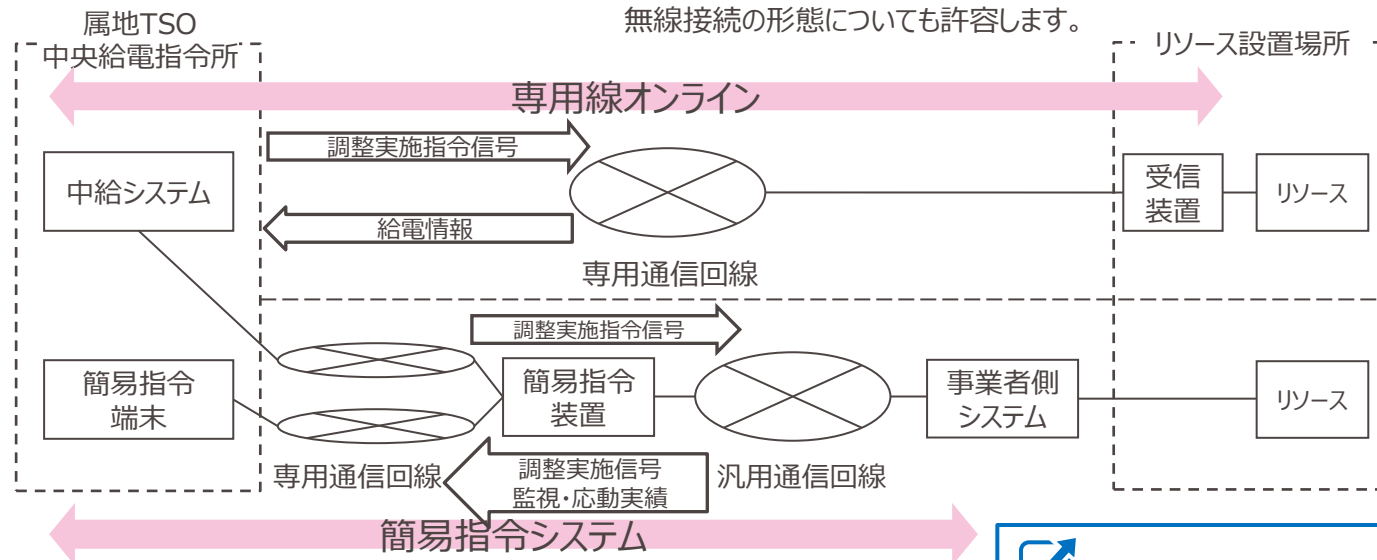
	一次調整力※1	二次調整力①	二次調整力②	三次調整力①	三次調整力②
通信設備	専用線オンライン	専用線オンライン	専用線オンライン または 簡易指令システム	専用線オンライン または 簡易指令システム	専用線オンライン または 簡易指令システム

※1 一次調整力で監視方法がオフラインの場合を除きます。

※2 複合商品の場合、商品区分の内訳に応じた通信設備の接続が必要となります。

※3 1リソースで専用線オンラインと簡易指令システムでの接続の併用を希望する場合は、参加する商品区分における通信設備に関する要件を満たすことを前提に属地TSOと協議となります。

※4 専用線オンラインでの接続において、取引会員の構内設備間の通信に限り、中継サーバなどを介した無線接続の形態についても許容します。



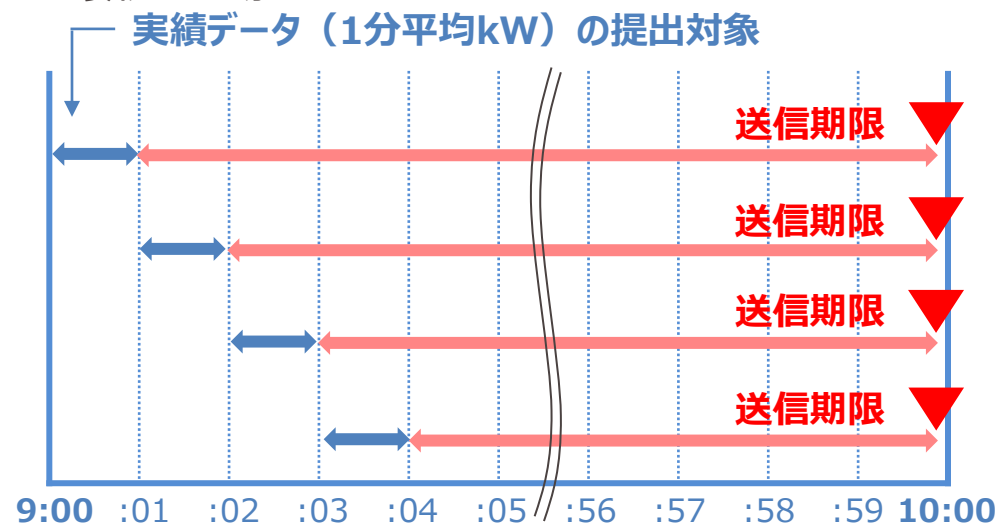
- 簡易指令システムおよび専用線オンライン※を用いたリソースの実績データは、以下の理由から、TSOが指定した時刻までに送信していただきます。
 - ✓ TSOにおいても実績データをもとに応動監視し、周波数維持を行う必要があること。
 - ✓ 実績データの不正防止のため、可能な限りすみやかに送信いただく必要があること。
- なお、データ伝送に関連するシステム異常により送信不可となった場合は、TSOから依頼があった日の翌営業日までに提出いただくこととします。

【実績データの送信期限】

※専用線オンラインの場合、各属地TSOが定めた通信プロトコルにおける送信周期。

	三次調整力②	三次調整力①	二次調整力②	二次調整力①	一次調整力
簡易指令システム	次の30分コマ終了時刻まで			—	—
専用線オンライン	当該時間終了 1 秒から 5 秒程度以内				

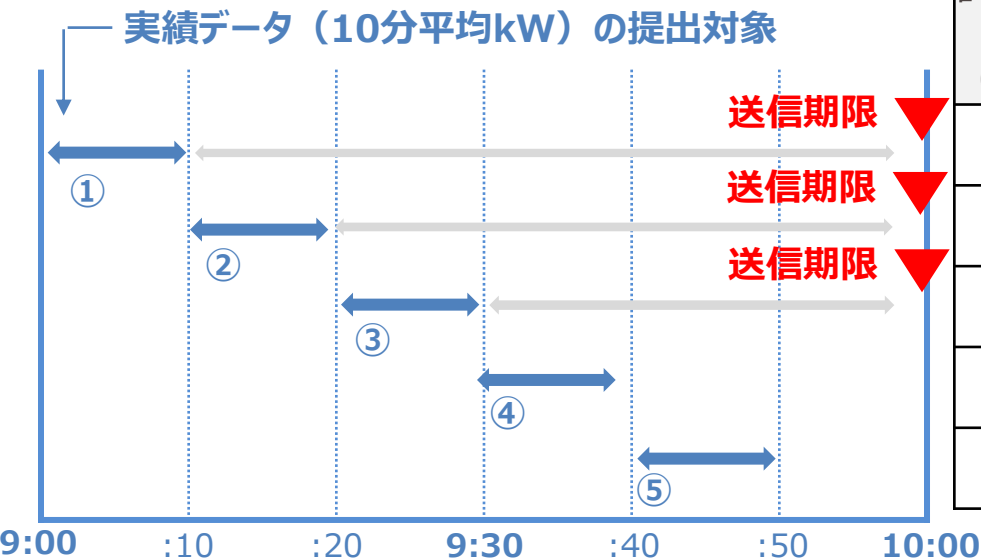
<例 簡易指令システムで接続する場合>



- 三次調整力②の簡易指令システム電源等の実績データは、当該コマの次の30分コマの終了時刻までに送信してください。
- 簡易指令システムで送信いただく際、レポートの「電文作成日時」については、取引会員から属地TSOに電文を送信した時刻を記入してください。
- 簡易指令システムで送信いただく際、レポートの「インターバルレポート開始日時」については、ゼロ秒※1を開始時刻とする形で送信してください。

※1 三次調整力②のアセスメントⅡにおいては、送信された実績データを用いて30分コマの平均電力を算定し評価を行います。そのため、周期ごとに送信されるどの実績データについても30分コマをまたがない形としていただく必要があります。

<10分周期で送信する場合>



計測対象 時間 (左図)	インターバルレポート開始日時※2※3 <xcal:date-time>	電文作成日時※3 <ei:createdDateTime>
①	09:00:00	09:45:10
②	09:10:00	09:55:22
③	09:20:00	NGの例 10:05:40
④	NGの例 09:30:10	10:15:05
⑤	NGの例 09:40:34	10:25:15

ゼロ秒を開始時刻とする形で
送信してください

当該コマ次の30分コマの
終了時刻までに送信してください

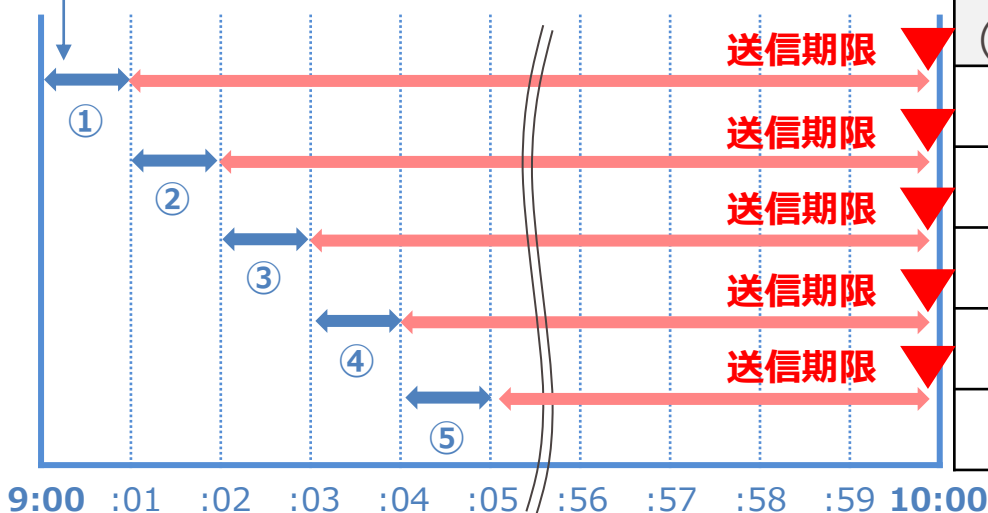
※2実績データは、送信周期の長さで(送信周期10分の場合、10分間)計測を行った平均値とし、インターバルレポート開始日時は当該計測開始時間(ゼロ秒とする)としてください。計測対象期間が『09:00:00~09:10:00』の場合、インターバルレポート開始時刻は『09:00:00』となります。

※3実際にはOpenADR2.0bに準拠し世界標準に換算した日時を記載

- 三次調整力①および二次調整力②の簡易指令システム電源等の実績データは、当該コマの次の30分コマの終了時刻までに送信してください。
- 簡易指令システムで送信いただく際、レポートの「電文作成日時」については、取引会員から属地TSOに電文を送信した時刻を記入してください。
- 簡易指令システムで送信いただく際、レポートの「インターバルレポート開始日時」については、毎分ゼロ秒※¹を開始時刻とする形で送信してください。

※1 三次調整力①および二次調整力②の実働試験およびアセスメントⅡにおいては、1分ごとの実績を用いて30分コマあたり30点の評価を行います。また、30分コマをまたぐ形(9:29:10-9:30:10等)で作成された実績は評価に用いることができません。そのため、毎分ゼロ秒から開始する実績を30点送信いただく必要があります。

＜簡易指令システムで接続する場合＞
実績データ(1分平均kW)の提出対象



※2 実績データは、毎分ゼロ秒からゼロ秒までの1分間計測した平均値とし、インターバルレポート開始日時は当該計測開始時間としてください。計測対象期間が『09:00:00～09:01:00』の場合、インターバルレポート開始時刻は『09:00:00』となります。

計測対象時間 (左図)	インターバルレポート開始日時※ ² ※ ³ <xcal:date-time>	電文作成日時※ ³ <ei:createdDateTime>
①	09:00:00	09:45:10
②	09:01:00	09:55:22
③	09:02:00	NGの例 10:05:40
④	NGの例 09:03:10	09:56:05
⑤	NGの例 09:04:34	09:56:44

毎分ゼロ秒を開始時刻とする形で送信してください

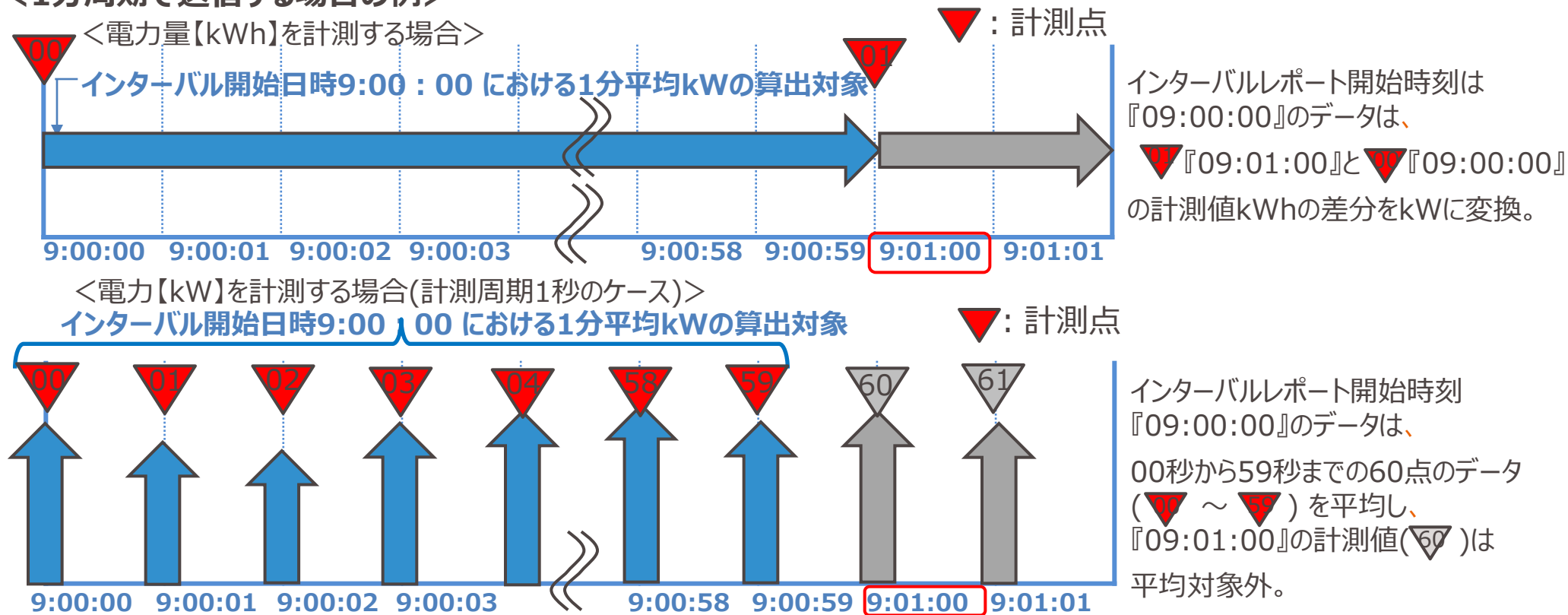
当該コマの次の30分コマの終了時刻までに送信してください

※3 実際にはOpenADR2.0bに準拠し世界標準に換算した日時を記載



- 実績データは、前項の開始時刻をゼロ秒とした上で送信周期の長さで計測を行った平均値を算出いただきますが、算定対象とするデータの期間は、“①電力量を計測する場合”と“②電力を計測する場合”で異なります。
- “①電力量を計測する場合”は送信周期ごとに電力量を計測し、その差分を電力に換算してください。
- “②電力を計測する場合”は、開始時刻(ゼロ秒)から送信周期ごとに計測を行い、次の送信周期開始時刻(ゼロ秒)に対して直前までの計測値を当該算定期間における対象データとします。送信周期ごとに対象データを平均（対象データ合計÷対象データ数）して平均電力を算出してください。

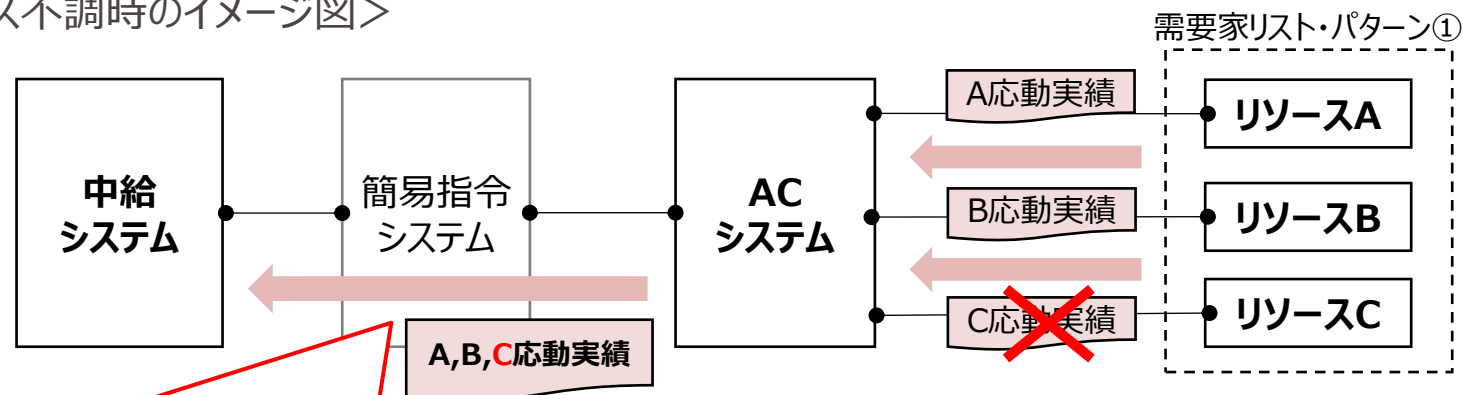
<1分周期で送信する場合の例>



- アグリゲータが設置する簡易指令システムの受信装置から、リソースまでのアグリゲーションコーディネータシステム（以下、「ACシステム」といいます。）と一部リソースとの間での通信不調の発生等、オンラインでの応動状況の把握が困難な場合においても、TSOとして遅滞なく応動実績を把握する必要があるため、AC側は当該リソースの状況に応じデータ補完（前値保持等）した上で、属地TSOが指定する送信期限※¹までに送信していただきます。
- なお、TSOは、データ補完し提出された実績とTSOの保持する計器の電力量を比較し、実績の妥当性を確認いたします。一定の閾値を超えたかい離（実績電力量の10%程度）が確認された場合は、取引会員と属地TSOの間で協議を行うこととし、そのかい離の原因が取引会員が用いる計量器と託送供給の用に供する計量器（以下、「託送計量器」といいます。）の計測誤差または取引会員が用いる計量器※²と託送計量器の異常等にもとづくものと属地TSOが認めるときに限り、取引会員に対し、アセスメントⅡに用いる実績の代用データの提出を求めることとし、提出されたデータの妥当性が確認できなかった場合は、アセスメント不適合とする等の措置を実施します。

※1 送信期限は33スライド参照 ※2 計量器の異常を証する書類の提出（メーカーによる修理関連書類等）求める場合があります。

<一部リソース不調時のイメージ図>



一部リソース通信不調時も、他の方法で実績を確認の上、
ACにて実績を補完し遅滞なく報告いただく



○専用線オンライン

- 専用線オンラインで接続する場合、リソースの通信設備は以下の要件を満たしていただく必要があります。

<受信信号(調整実施指令信号)>

(a)単独発電機の場合

- ✓ 提供期間においては、属地TSOが送信するリソースの出力増減指令（接点信号）または出力調整指令（数値指令）を受信すること。ただし、二次調整力①の場合は、属地TSOと協議のうえ、受信機能の要件を決定する。

(b)各リスト・パターンの場合

- ✓ 提供期間においては、属地TSOが送信するリソースの出力変化量指令を受信すること。

<送信信号>

・給電情報

- ✓ 各属地TSOが定めた通信プロトコルにおける送信周期の時間ごとの瞬時供出電力※¹を、原則として属地TSOが指定する送信期限※²までに送信すること。
- 当該機能については、「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠すること、また、属地TSOが定めるセキュリティ要件に従っていただく必要があります。
- 専用線オンラインでの接続を希望される事業者は、詳細について、属地TSOのHPをご確認下さい。
※1 瞬時供出電力は62～66スライドを参照
※2 送信期限は33スライドを参照

※ 一次調整力で監視方法がオフラインの場合は、属地TSOが指定した期間の瞬時供出電力の依頼があった日の翌営業日までに所定の様式（様式35）一次調整力【オフラインリソース】供出電力提出用フォーマット【アセスメントⅡ用】をメールにて提出いただきます。



○簡易指令システム

- 簡易指令システムで接続する場合、リソースの通信設備は以下の要件を満たしていただく必要があります。

<受信信号（調整実施指令信号）>

(a) 単独発電機の場合

i. 調整実施指令信号

- ✓ 属地TSOから、リソースの出力調整指令（数値指令）または出力変化量指令を受信すること。

ii. 調整実施指令変更信号

- ✓ 属地TSOから、リソースの出力調整指令（数値指令）または出力変化量指令の変更を受信すること。

iii. 調整実施取消信号

- ✓ 属地TSOから、リソースの出力調整指令（数値指令）または出力変化量指令の取消を受信すること。

なお、余力活用に関する契約を締結する場合、取引会員は、i から iii にかかわらず、出力調整指令（数値指令）に限り受信すること。

(b) 各リスト・パターンの場合

i. 調整実施指令信号

- ✓ 属地TSOから、リソースの出力変化量指令を受信すること。

ii. 調整実施指令変更信号

- ✓ 属地TSOから、リソースの出力変化量指令の変更を受信すること。

iii. 調整実施取消信号

- ✓ 属地TSOから、リソースの出力変化量指令の取消を受信すること。

<送信信号>

(a) 調整実施信号

- ✓ 属地TSOからの調整実施指令信号に対する応答として、調整実施信号を通知すること。

(b) 瞬時供出電力

- ✓ 簡易指令システムに登録した送信周期の時間ごとの瞬時供出電力※¹を、原則として、TSOが指定する送信期限※²までに送信すること（後着データを正とする）。 ※¹ 瞬時供出電力は62～66スライドを参照 ※² TSOが指定する送信期限は33スライドを参照

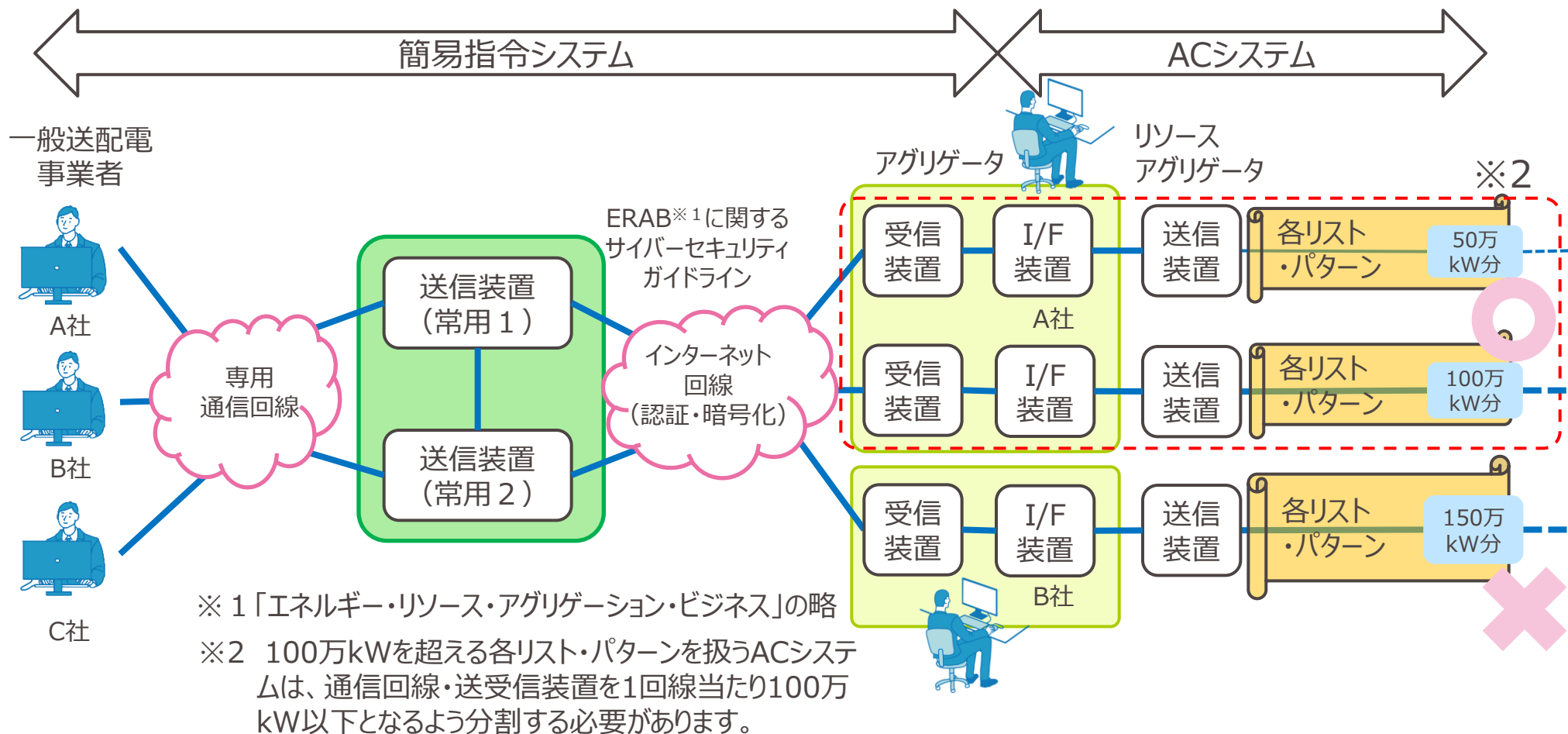
当該機能については、

- ✓ セキュリティ要件…エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネスに関するサイバーセキュリティガイドライン

- ✓ 通信仕様※³… OpenADR2.0bに準拠していただく必要があります。

※³ 取引会員のアグリゲーションコーディネータシステムと簡易指令システムのインターフェースの通信仕様を示す。

- 複数のリソースを使用して本市場に参入される場合、システムや通信回線の不具合により調整力の供出が不可能となった場合の影響を抑制するため、1回線（送受信装置含む）あたりに接続できる各リスト・パターンの最大供出可能量を、100万kW以下としております。
- この要件はアグリゲータが設置する簡易指令システムの受信装置から、ACシステムに適用されます。



- 簡易指令システムで接続できる単独発電機の適用範囲は、以下のとおり。

【適用範囲イメージ】

		ケース1	ケース2	ケース3	ケース4
事例		単独発電機	複数発電機※1	コンバインドサイクル※2	多軸コンバインドサイクル※2
簡易指令システム適用可能条件	容量	発電機容量 100MW未満	それぞれの発電機容量 100MW未満	GT+STで容量 100MW未満	GT×2+STで容量 100MW未満
イメージ					

※1 取引会員が計量単位での入札を希望する場合に、属地TSOとの個別協議により入札可とされた場合

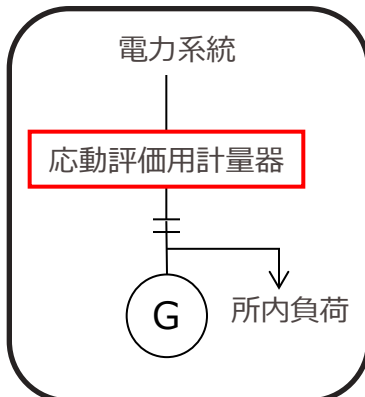
※2 コンバインドサイクルは、ガスタービン(GT)から出た排ガスの熱を利用して蒸気を作り、蒸気タービン(ST)に供給して発電するためGT+ST一体として単独発電機とみなす

- リソースが供出する ΔkW の応動評価に必要な計量器、その他付属装置（計量器箱、変成器、変成器の2次配線および計量情報等を伝送するための通信装置等をいいます）を、以下に従い設置していただきます。
- 施設に係る費用は、全て取引会員にてご負担いただきます。（機器点参入時にI o Tルートを開通するため、託送計量器を交換する場合を含む）
- 発電リソースの場合、原則として受電地点に計量器を設置していただきます。
なお、技術上、経済上やむを得ない場合で、受電電圧と異なる電圧で計量を行うときは、受電電圧と同位にするために、属地TSOが定める託送供給等約款にもとづき計量値の補正方法を協議します。（56スライド参照）
- また、需要リソースの場合、需要家単位で原則として供給地点に計量器を設置していただきます。
- なお、設置場所に託送供給等約款にもとづき属地TSOにより託送計量器が設置されている場合は、同計量器を利用することができます。
ただし、約定対象商品の供出電力が当該計量器から取得できる場合に限りです。

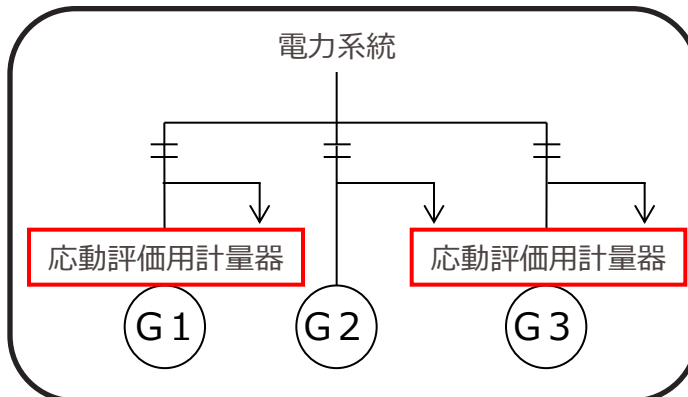
○ ΔkW の応動評価に必要な計量器の設置場所

【発電リソース】

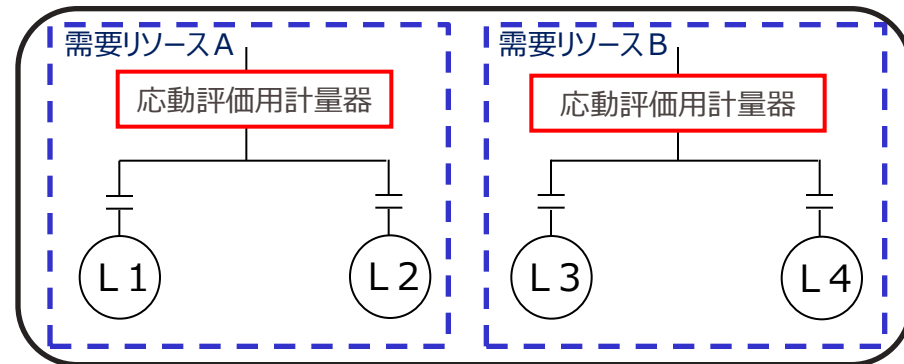
原則



ユニット単位入札(G1、G3市場参入)



【需要リソース】

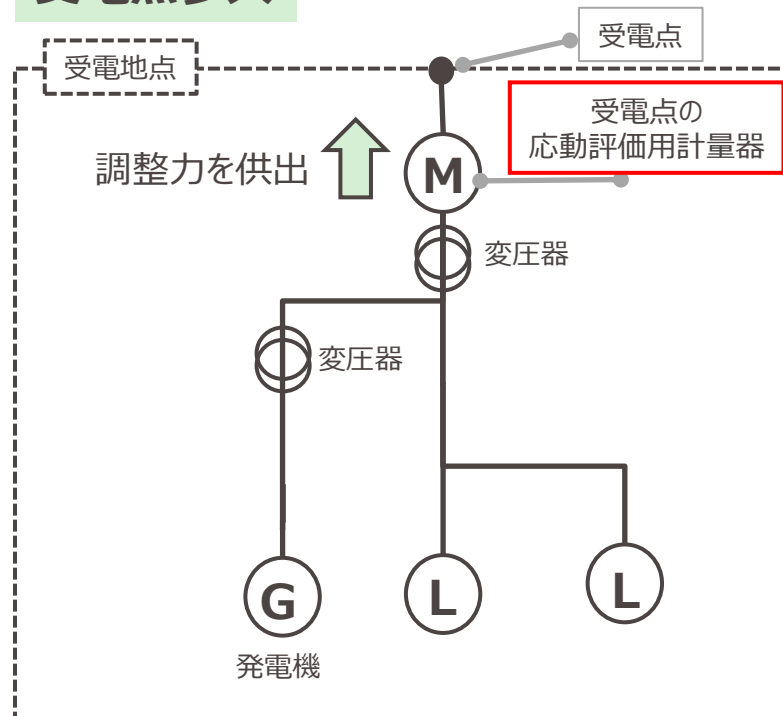


※応動評価用計量器は、電力(kW)を計測するために用いるものであり、電力量(kWh)を計測・取引するためには計量法にもとづく特定計量器（電力量計）の設置が必要

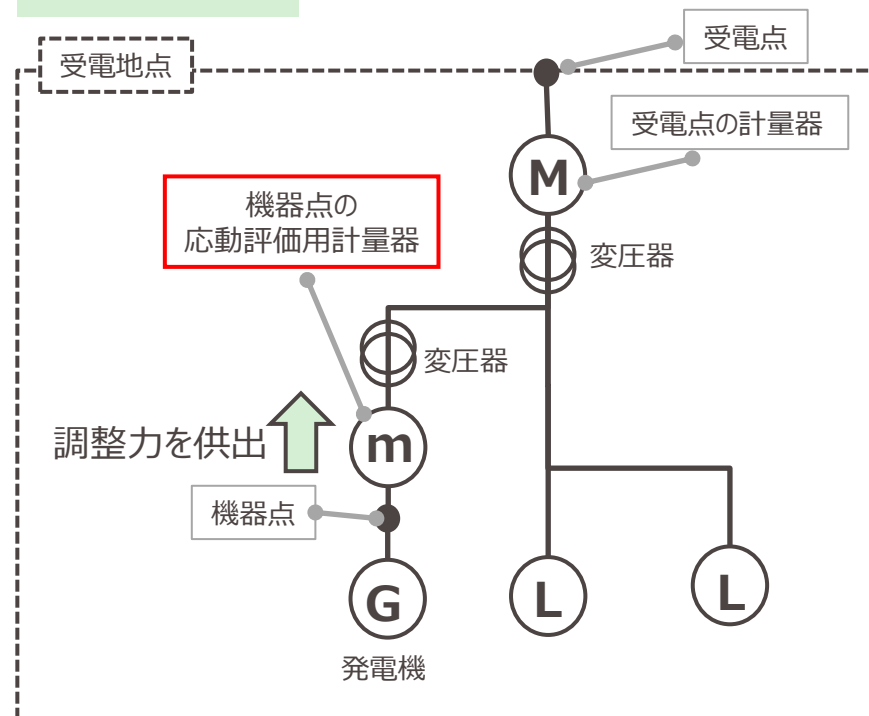
- 機器点参入の場合、機器点の特例計量器等を設置する。

○ ΔkW の応動評価に必要な計量器の設置場所

受電点参入



機器点参入



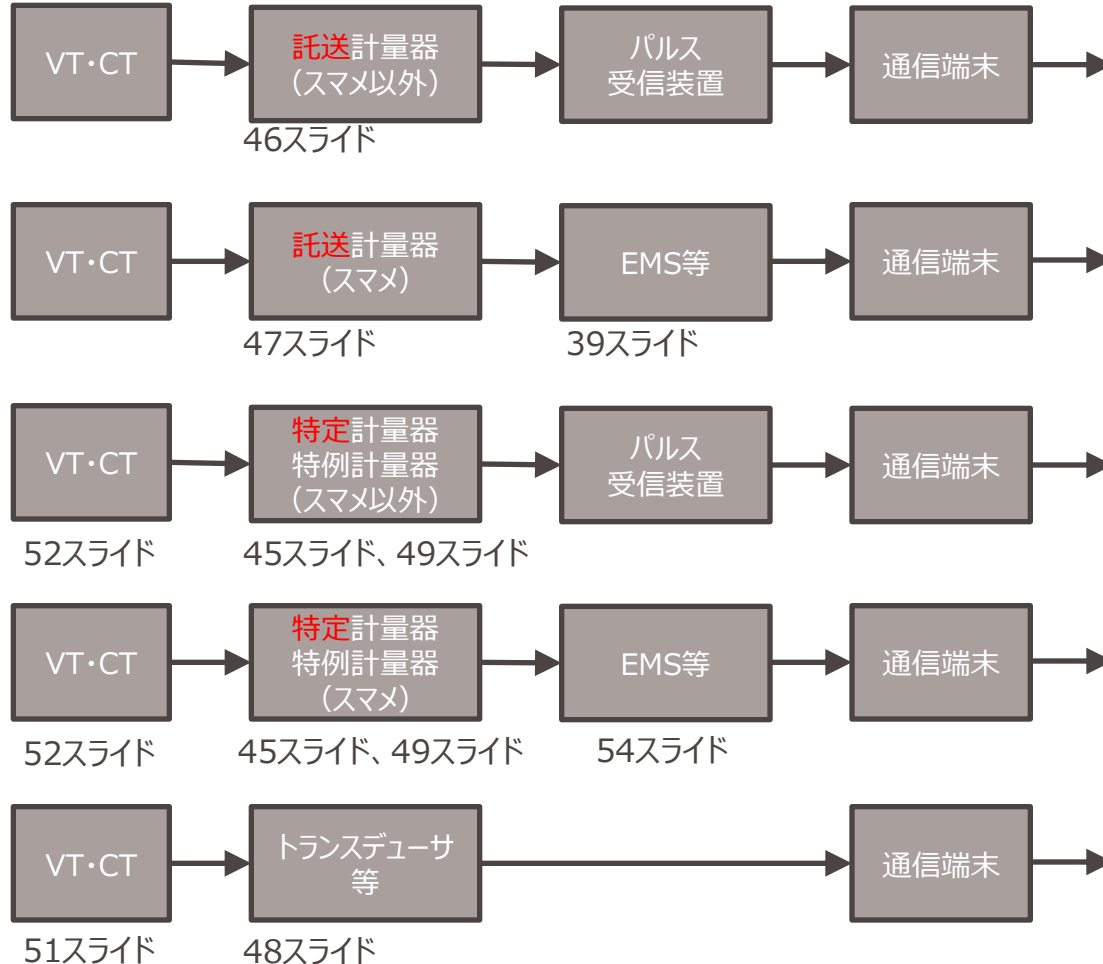
※応動評価用計量器は、電力(kW)を計測するために用いるものであり、電力量(kWh)を計測・取引するためには計量法にもとづく特定計量器（電力量計）、または特定計量制度にもとづく特例計量器（電力量計）の設置が必要



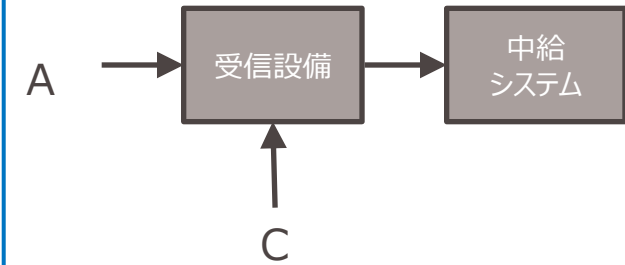
- 本スライド以降で計量設備に関する要件の該当部分は、設備形態により下図のとおりとなります。

リソース側設備 (A)

55スライド
56スライド
57スライド

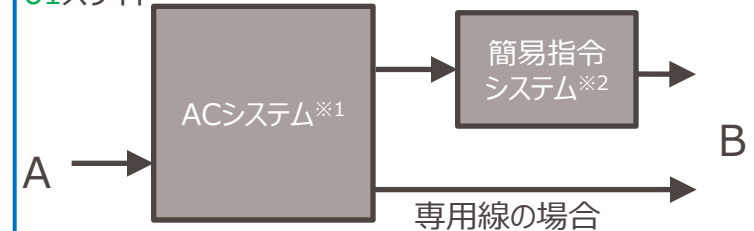


TSO側設備 (B)



アグリゲータ設備 (C)

58・59スライド
61スライド



※1 アグリゲータが設置する簡易指令システムの受信装置から、リソースまでのアグリゲーションコーディネータシステムを指す。
※2 簡易指令システムの場合



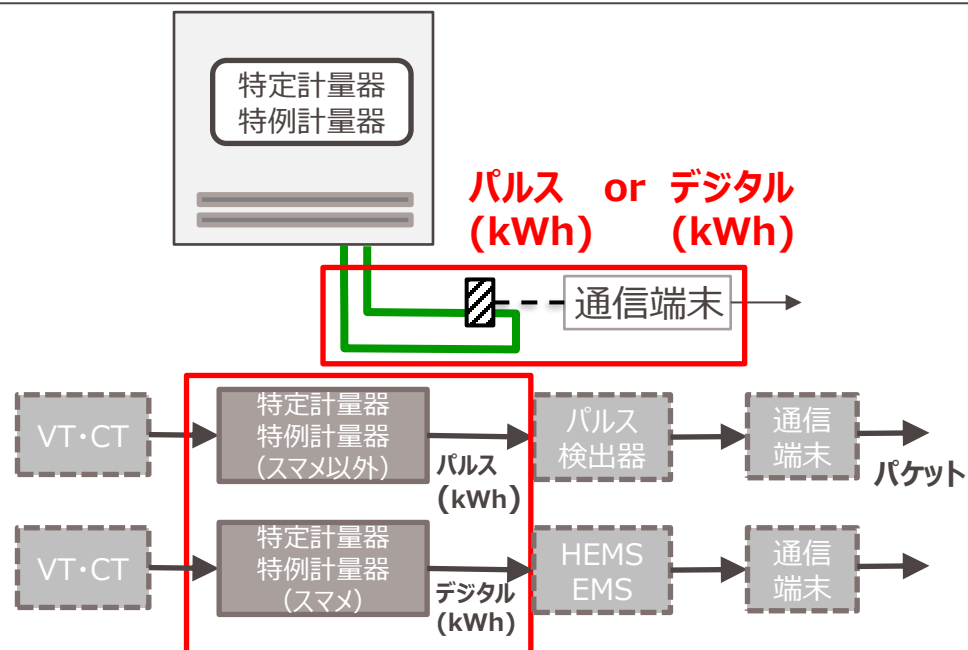
- 託送計量器を利用しない場合の計量器については、計量法にもとづく特定計量器（電力量計）、特定計量制度にもとづく特例計量器（電力量計）または市場運営者が指定する計量器（電力計）からご選択いただきます。

＜計量法にもとづく特定計量器（電力量計）を使用＞

- ・ 特定計量器または特例計量器（スマメ以外）よりパルス(kWh)を取得し、kWを算定する方式※1
- ・ 特定計量器または特例計量器（スマメ）よりデジタル値(kWh)を取得し、kWを算定する方式※2

※1 本方式については、主にスマメ以外が想定されることから、特定計量器または特例計量器（スマメ以外）と記載

※2 本方式については、主にスマメが想定されることから、特定計量器または特例計量器（スマメ）と記載

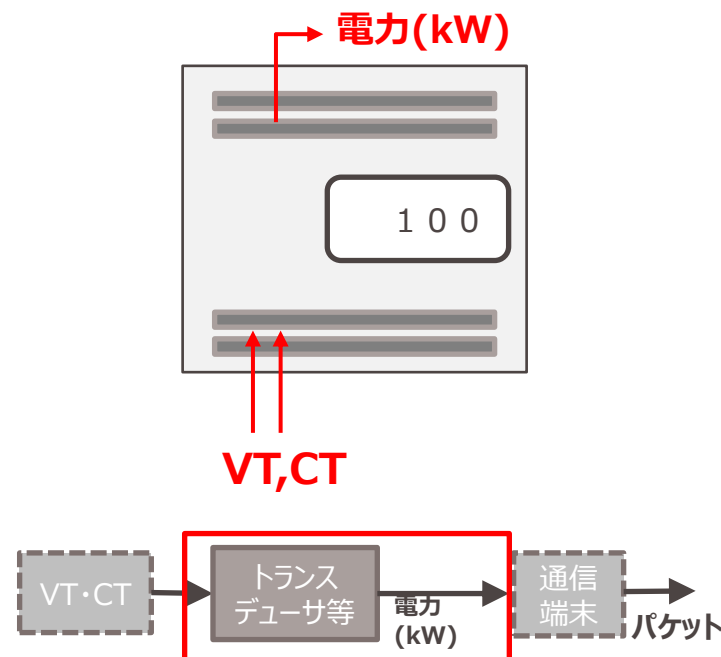


kWへの具体的な算定方法は54スライド参照

三② 三① 二② 二① 一① 複合

＜市場運営者が指定する計量器（電力計）を使用＞

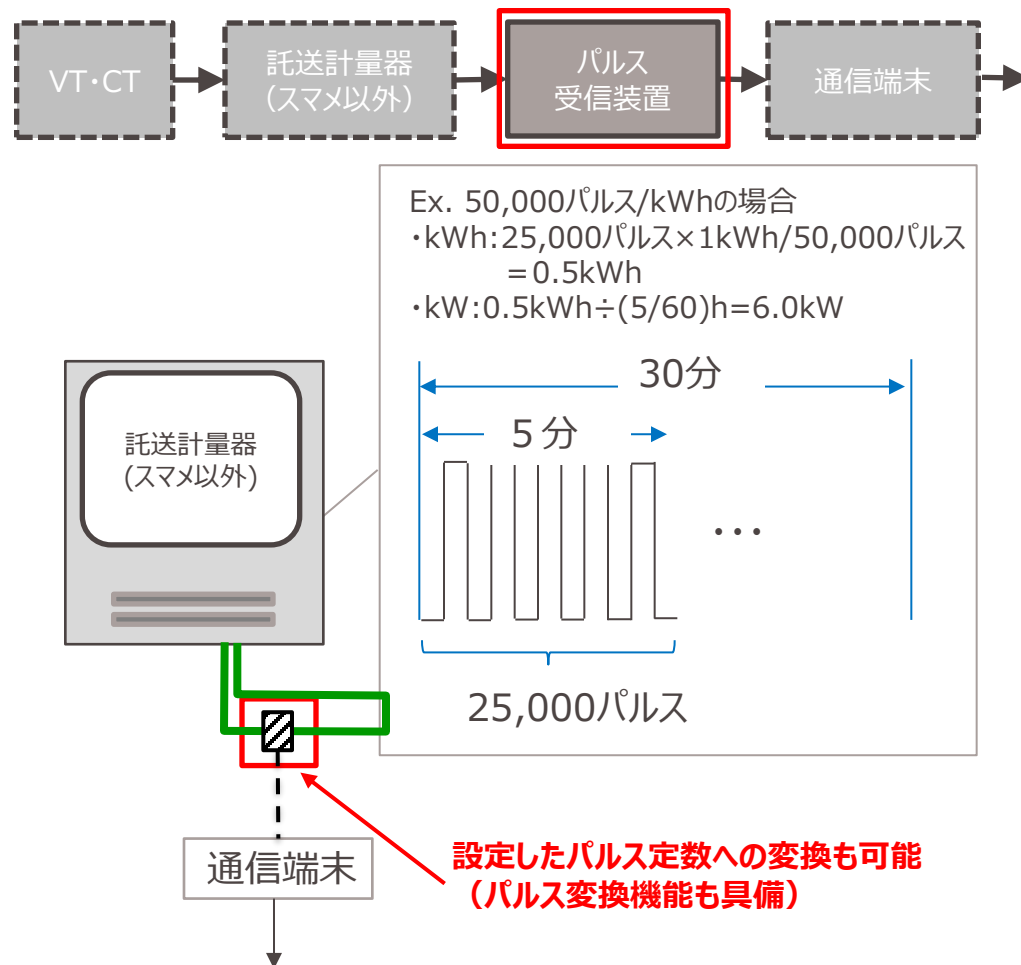
- ・ トランスデューサ等により電力(kW)を取得する方式



- 「託送計量器（スマメ以外）」を利用して電力量(kWh)計測値（パルス）を取得する場合、属地TSOへ当該リソースの対象となるサービス（パルス提供サービス）を申込みのうえ、計量値を取得できるようパルス受信装置を設置していただきます。

(例) 5分間のパルスでの算定例

東京電力PGホームページより



インターネットによるお申し込みの前に

パルス提供のインターネットによるお申し込みの前に、以下の「インターネット申し込み確認事項」を必ずお読みください。内容についてご確認いただけた場合は、画面下部の【同意する】ボタンを押してください。お申し込み内容入力ページへ進みます。

- ・インターネットによるパルス提供の申込みにつきましては、パルス提供希望日までに2週間(14日)以上の期間があるものに限定させていただきます。
- ・パルス提供開始にともなう接続作業時、貴事業者の立会が原則省略させていただきます。
- ・サービス解約の申込みにつきましては、該サービスの申込みと同様に当ホームページからお申込みが可能です。

インターネット申し込み確認事項

以下の内容においては、お客さま（需要者）を甲、東京電力パワーグリッド株式会社を乙といたします。

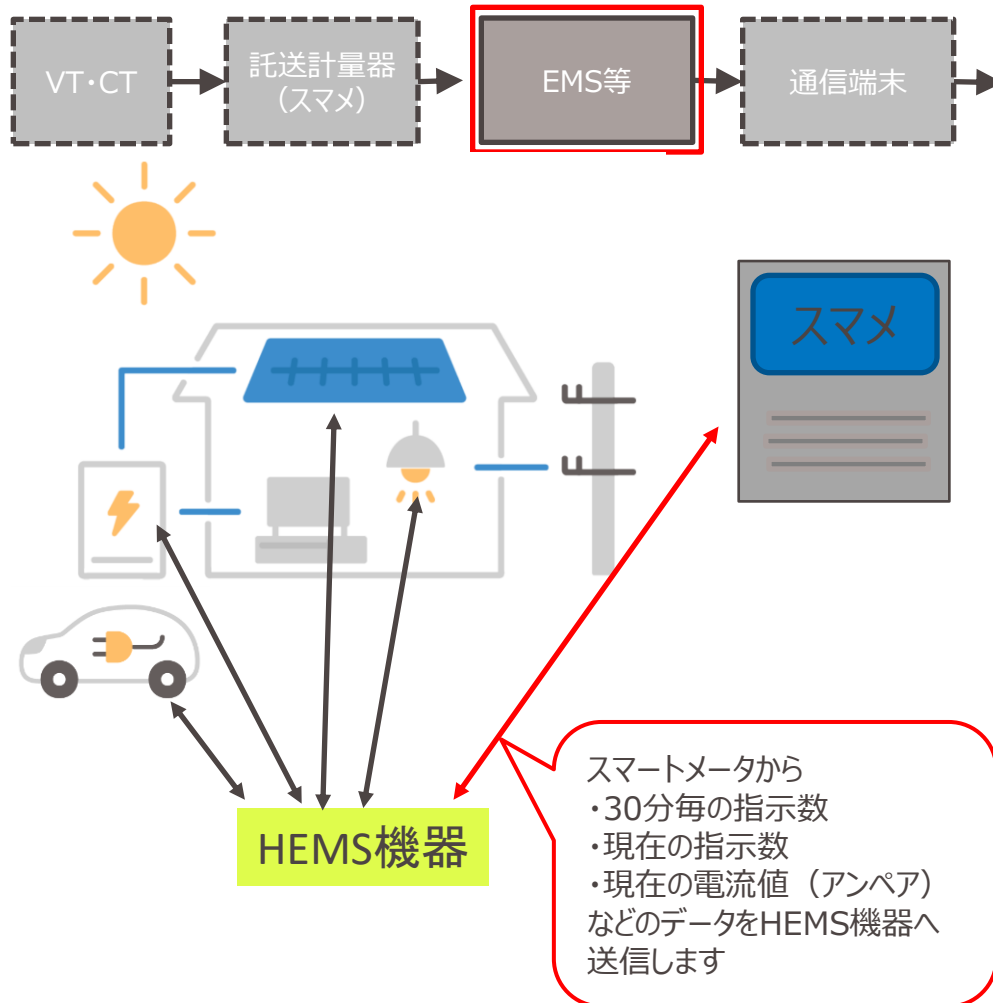
電力の遠隔測定用装置（以下「デレメータ」といいます）の設置に伴う保守・運用等に関する確認事項

- デレメータの設置
 - ① デレメータ（デマンドコントロール含む）の設置は、パルス検出部からパルス変換部に至る連絡線を介して、甲の負担で甲が設置するものとします。
 - ② パルス検出部の設置にあたって乙の配線の変更を要する場合は、同様の電線を甲が提供し乙が張替えるものとします。
- デレメータの保守
デレメータの保守は1. ①の「連絡線」も含めて甲が行なうものとします。
- パルス提供対象の計量器等の取替・改修
パルス提供対象の計量器の取替および計量器配線類の改修等に伴うパルス検出部および連絡線の取付け、取外しおよび位置変更等は、乙の取替・改修等と同時に甲の負担により甲が行なうものとします。
- その他
乙に故障または過失がある場合を除き、乙は本申し込みにかかわる甲の損害について、何等の責任を負わないものとします。
- 計量値
電力計の計量値は、甲のデレメータによる数値にかかわらず乙の計量器によって得られた数値とします。
- 提供パルス定数
乙が提供するパルスは、50,000パルス（低圧ボットネットワーク方式の場合は、12,500パルス）とします。
- 提供パルス回路数
乙が提供するパルスは、原則1回路（パルス検出部1個）のみとし、甲が複数回数のパルス提供を希望する場合は、甲の設備側にて甲が分配するものとします。



- 「託送計量器（スマメ）」を利用して電力量(kWh)計測値（デジタル値）を取得する場合、属地TSOへ当該リソースの対象となるサービス（Bルートサービス）を申込みのうえ、計量値を取得できるようEMS等を設置していただきます。（kWへの具体的な算定方法は54スライド参照）

東京電力PGホームページより



高圧Bルートサービスのお申し込み

高圧計量器で計量したデータ（指示数等の情報）をお客さまのEMS[®]に向けて発信する「高圧電力メーター情報発信サービス（高圧Bルートサービス）」を開始しました。

※ EMS: Energy Management System（エネルギー管理システム）

ご利用に際して

- ・ご入力いただいた、お客さま（両当事者）名、ご使用場所、電話番号といった個人情報、当社の個人情報目的の範囲内で利用させていただきます。
- ・インターネットによるお申し込みは、24時間可能となっておりますが、メンテナンス等により予告なくサービスを停止する場合がありますので、あらかじめご了承ください。

対象のお客さま

サービスのご利用を希望されるお客さまは、次の条件を満たすことをご確認ください。

- ・当社の託送供給等約款または電気最終提供供給約款における供給区域である以下の地域（自販を除く）のお客さま。
栃木県、群馬県、茨城県、埼玉県、千葉県、東京都、神奈川県、山梨県、静岡県（富士川以東）
- ・高圧で電気の供給を受ける、原則として最大需要電力500kW未満のお客さま。
- ・SMA認定を受けたEMSが設置されること。

サービス開始までの手順

1. EMSのご用意（お客さま）
2. インターネットによる「高圧Bルートサービス」のお申し込み（お客さま）
3. お申し込み内容の審査（当社）
4. 開通作業（当社）
当社のシステムから選定してお客さまの計量器に設置した通信端末の操作を行います。
5. 接続準備作業（当社）
高圧計量器設置箇所にて接続準備等、必要な作業を行います。
6. 接続作業（お客さま）
接続準備作業で取り出したイーサネットケーブルとEMSの接続を実施していただきます。
7. 開通確認（お客さま）
EMSが正常に動作していることを確認していただきます。
8. ご利用開始（お客さま）

※ 当社側の作業にかかる費用は当社負担となります。



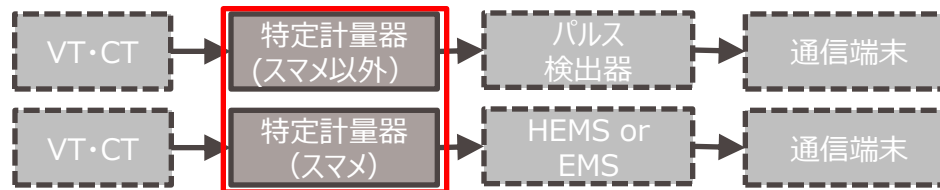
- 市場運営者が指定する計量器を取り付ける場合は、日本産業規格JIS C 1111（交流入力トランスデューサ）に準ずるものとし、リソースの定格（発電リソースの場合は発電機定格出力、需要リソースの場合は契約電力）に応じた階級指数を適用していただきます。
- なお、指定の階級指数よりも指数の低い（高精度な）計量器を適用することもできます。
- 取り付ける計量器（トランスデューサ等）の性能・精度の確認は、定期的な試験（1回/7年以内）を取引会員（委託可）が実施し、階級指数に従った器差であることを確認ください。
- 試験結果については、属地TSOの求めに応じて提出していただきます。



リソースの定格	階級
500kW未満	2.0級
500kW以上	1.0級
10,000kW以上	0.5級

試験内容	器差試験
試験頻度	1回/7年以内

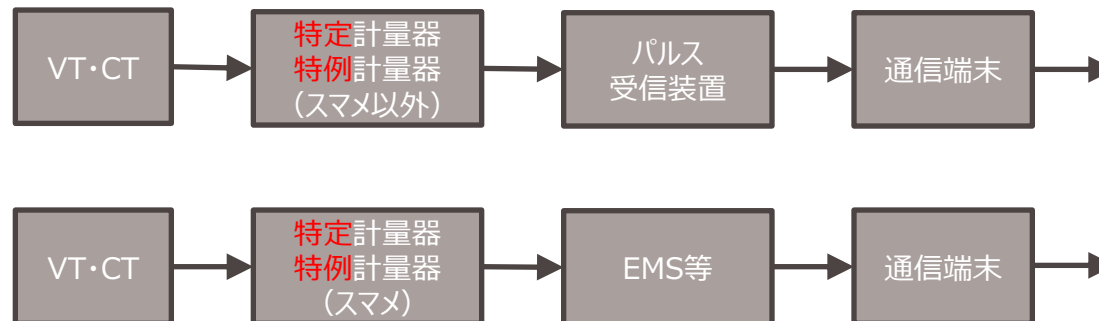
- 「計量法にもとづく特定計量器（電力量計）」を別途取り付ける場合は、計量法にもとづく検定等に合格し、計量する最大電力に応じた階級の計量器を選定していただきます。
- また、検定証印等の有効期限以内に検定を受けていただきます。
- また、機器点参入する場合、特定計量器およびその他付属装置は、「特定計量（I o T ルート） 運用ガイドライン」ならびに属地TSOの「外部接続基準・ガイドライン」に準拠した計量器を設置いただきます。



【計器の種類と有効期限】

計器の種類				検定証印等の有効期限
計器名称	最大計量電力 による区分	単独/組合せ	機械式/電子式	
普通電力量計	500kW未満	単独計器	機械式 (定格電流20A,60A)	7年
			電子式	10年
		変成器付計器	機械式	5年
			電子式	7年
精密電力量計	500kW以上	変成器付計器	機械式	5年
			電子式	7年
特別精密電力量計	10,000kW以上	変成器付計器	機械式	5年
			電子式	7年

- 「特定計量制度」にもとづく特例計量器（電力量計）を別途取り付ける場合は、特例計量器およびその他付属装置は、「特定計量制度に係るガイドライン」、「特定計量（I o T ルート）運用ガイドライン」ならびに属地TSOの「外部接続基準・ガイドライン」に準拠した計量器を設置していただきます。
 - また、特例計量器の階級指数は、「特定計量制度に係るガイドライン」における一般送配電事業者の送電網を介した取引の範囲で示された階級を適用できます。
- ※今後、制度変更に伴い適用範囲も変更となる可能性がございます。
- また、受電点に計量機能に加え通信機能を備えた託送供給の用に供する計量器の設置が必要となります。



- 市場運営者が指定する計量器（電力計：トランスデューサ等）に取り付けるその他付属装置のうち、変成器は、日本産業規格JIS C 1731-1およびJIS C 1731-2または電気学会電気規格調査会標準規格JEC1201に準ずるものとし、確度階級は、リソースの定格に依らず1.0級、あるいは、より高精度なものを適用していただきます。
- 取り付けるその他付属装置のうち、変成器および変成器の2次配線の健全性を確認するため、定期的な試験（1回/21年以内）を取引会員（委託可）に実施していただきます。
- なお、試験結果については、属地TSOの求めに応じて提出していただきます。

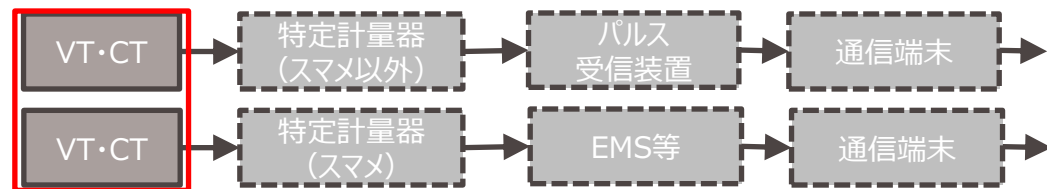


リソースの定格	確度階級
依存しない	1.0級、あるいは より高精度なもの

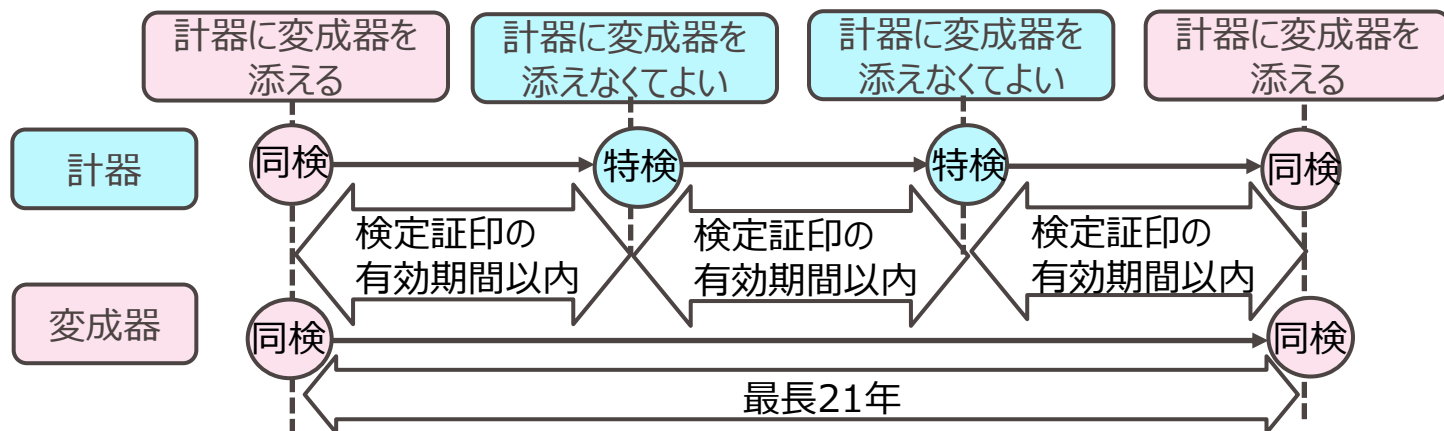
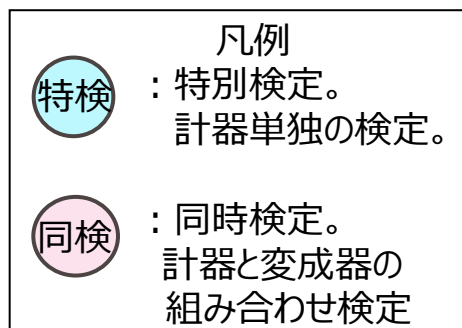
試験内容	負担測定・外観点検等
試験頻度	1回/21年以内 （2次側を変更した場合は都度、負担 測定の実施と記録を行うこととし、変更 後の負担が誤差保証範囲を超えた場 合は試験を行うこと）

- 「計量法にもとづく特定計量器（電力量計）」を別途取り付ける場合、その他付属装置のうち、変成器は、日本産業規格JIS C 1736-2に準ずるものを適用し、階級も特定計量器の種類に応じたもの、あるいは、より高精度なものを適用していただきます。
- 変成器の検査の有効期間については、法令上明記されていませんが、計器の特別検定を受けられる期間から実質的に決定されます。

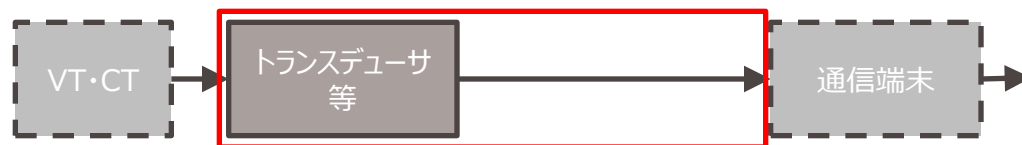
計器と変成器の組み合わせ	計量範囲
1.0W級（普通電力量計）	500kW未満
0.5W級（精密電力量計）	500kW以上
0.3W級（特別精密電力量計）	10,000kW以上



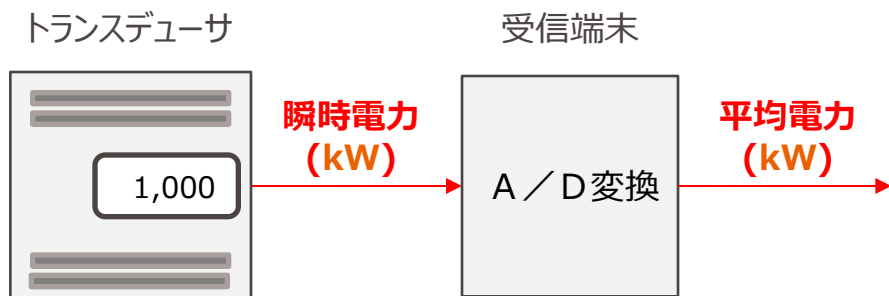
【特定計量器の検定期間】



- トランスデューサの場合、アナログ出力により瞬時電力(kW)を取得する方式やトランスデューサからパルス出力により電力量を取得する方式があります。(パルス出力による電力量を活用する場合はスマメによる補正計測電力の算出と同様となります)
- アナログ出力により瞬時電力(kW)を取得する場合、サンプリング周期を長く設定すると平均電力(kW)の誤差が大きくなるため、サンプリング周期を1秒以下とさせていただきます。



○アナログ出力により瞬時電力(kW)を取得する例



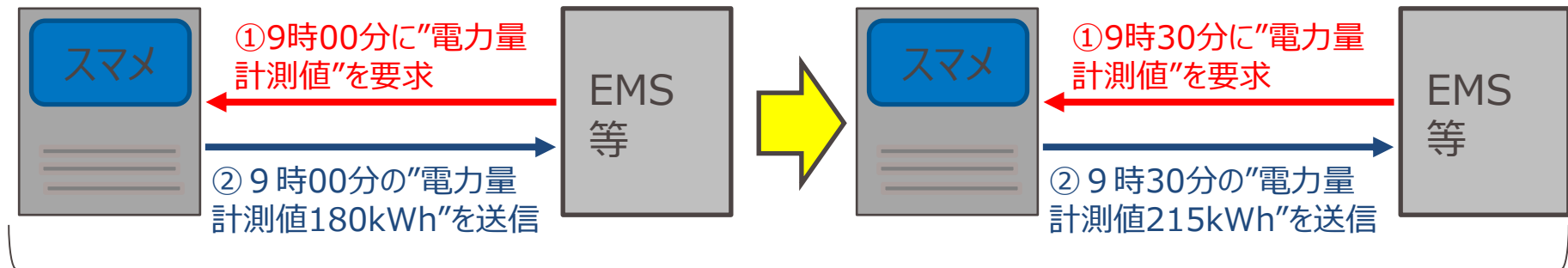
算定式

$$\text{平均電力(kW)} = \frac{\text{サンプリングされた瞬時電力(kW)の合計値}}{\text{あらかじめ指定した周期のデータ数}}$$

	サンプリング周期		
	1秒ごと	5秒ごと	10秒ごと
1	1,000	1,000	1,000
2	1,100		
3	1,200		
4	1,300		
5	1,400		
6	1,500	1,500	
7	1,600		
8	1,700		
9	1,800		
10	1,900		
平均	1,450	1,250	1,000

- パルスやデジタル値により電力量を取得できる計量器の場合、送信周期に合わせ計量値を取得し、その周期における平均電力（kW）を算出します。この値が補正計測電力となります。

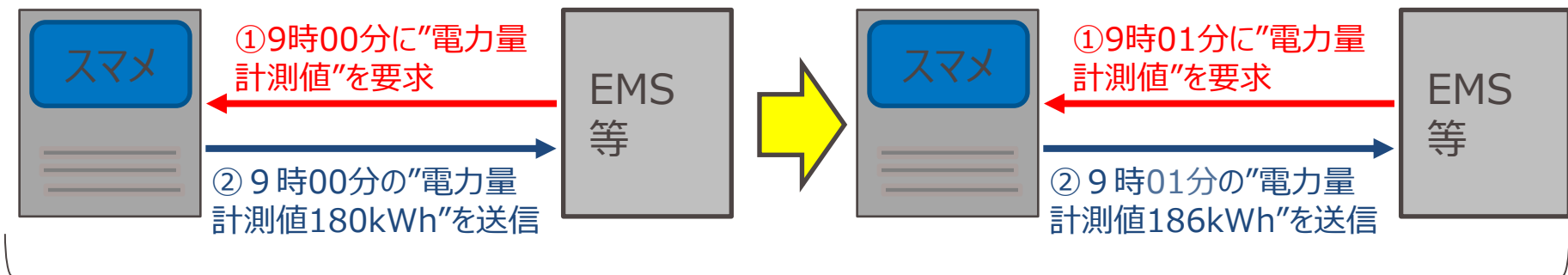
○30分平均電力(補正計測電力)を算出する例



9時00分から9時30分の30分kWhは、 $215\text{kWh} - 180\text{kWh} = 35\text{kWh}$

9時00分から9時30分の30分平均電力kWは、 $35\text{kWh} \div 30 \times 60 = 70\text{kW}$

○1分平均電力(補正計測電力)を算出する例



9時00分から9時01分の1分kWhは、 $186\text{kWh} - 180\text{kWh} = 6\text{kWh}$

9時00分から9時01分の1分平均電力kWは、 $6\text{kWh} \div 1 \times 60 = 360\text{kW}$

- 変成器を介して計量している電力量計においては、計量された電力量に合成変成比（合成変成比 = 変圧比 × 変流比）を乗じた値が、54スライドの電力量計測値となります。

○合成変成比倍の適用例

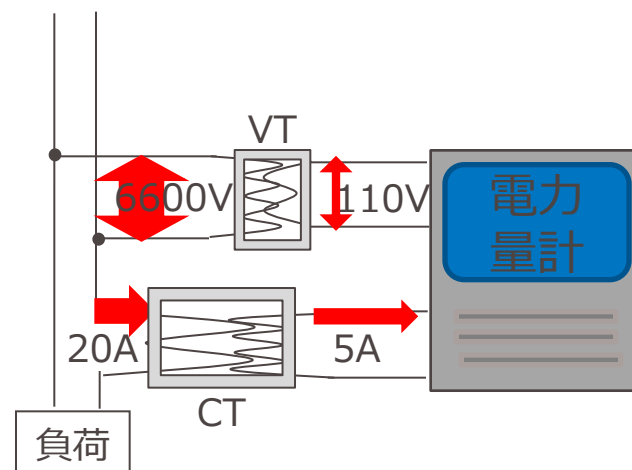
例1：6.6kV、20AのVCTの場合

変圧比：6600V/110V=60

変流比：20A/5A=4 よって合成変成比60×4=240倍

電力量計の計量値を240倍した数字が負荷で消費される

電力量計測値となる。

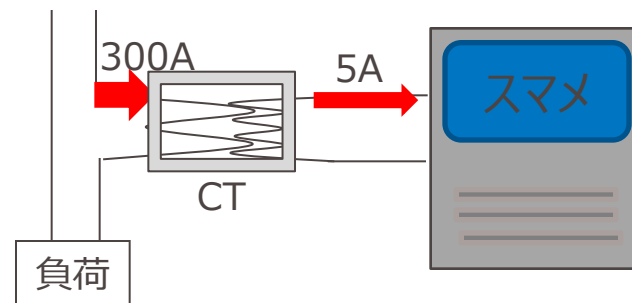


例2：低圧CT(電流のみ変流)300Aの場合

変流比：300A/5A=60 よって合成変成比60 = 60倍

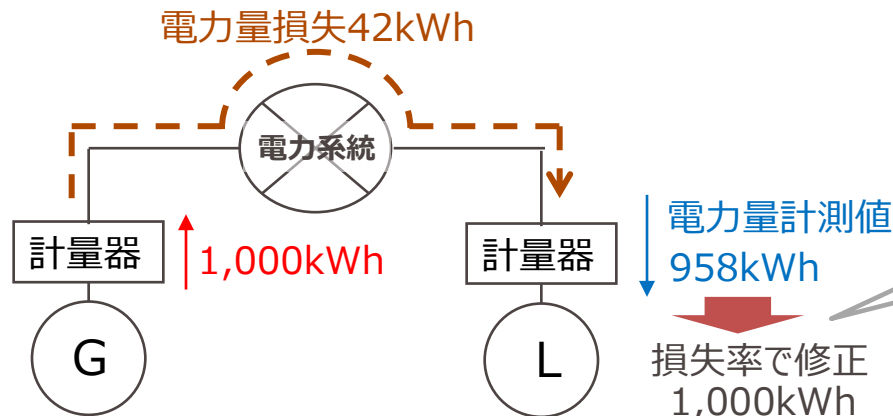
電力量計の計量値を60倍した数字が負荷で消費される

電力量計測値となる。



- 需要リソースの場合、55スライドの合成変成比の乗算処理に加え、属地エリアの託送供給等約款で定める損失率で、電力量計測値を修正します。
- また、約定希望ΔkW、約定可能な最低ΔkW（以下、「最小約定希望量」といいます。）に対しても、属地エリアの託送供給等約款で定める損失率※¹で修正した値で入札していただきます。

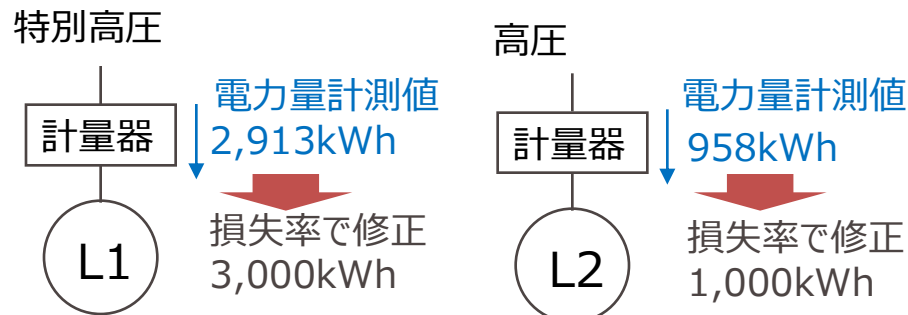
○実績電力量と電力量損失について



$$\text{修正後電力量計測値} = \frac{\text{電力量計測値}}{1 - \text{損失率}^{\ast 2}}$$

※2 例：特別高圧損失率:2.9%
高圧損失率:4.2%

○需要リソースを用いる場合の実績電力量算出方法について



※1 損失率については、属地エリアの託送供給等約款で定める最新の値を適用いただきます。

複数の需要リソースを用いる取引会員が算出する修正後の電力量計測値は、電力量計測値に対して、電圧別の損失率で修正した後、対象地点の電力量を合算する。

(例)

$$\text{L1修正後電力量計測値} = \frac{2,913}{1 - 0.029} = 3,000\text{kWh}$$

$$\text{L2修正後電力量計測値} = \frac{958}{1 - 0.042} = 1,000\text{kWh}$$

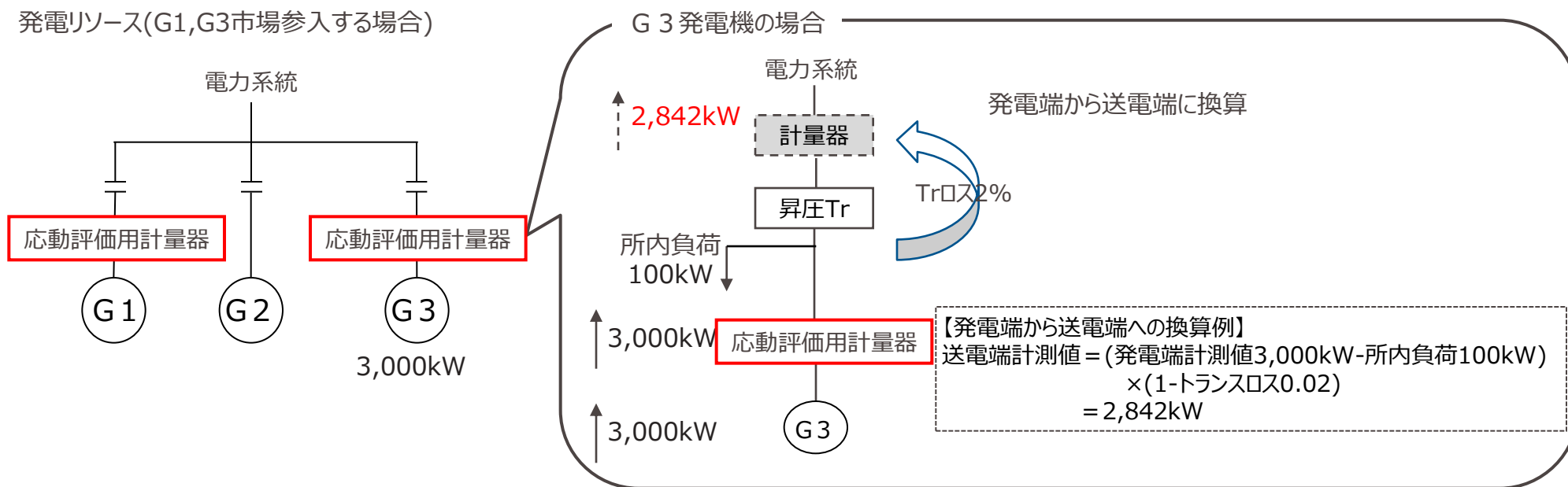
合計値

$$= 3,000 + 1,000 = 4,000\text{kWh}$$

- 技術上、経済上やむを得ない場合で、受電電圧と異なる電圧で計量を行うときは、属地TSOとの協議により定めた算出式により、電力量計測値や、補正計測電力を修正します。

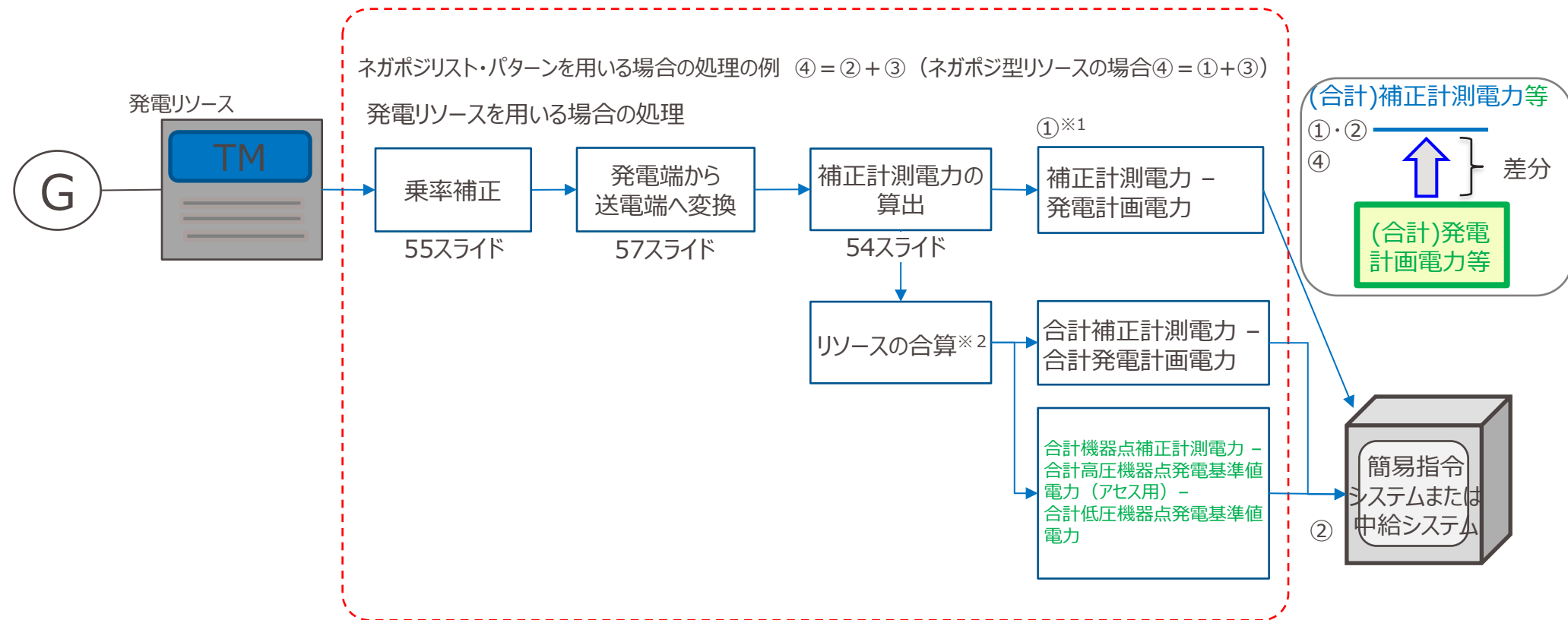
〇トランスデューサ等で計量する場合

発電リソース(G1,G3市場参入する場合)



- 次の処理を行った値を瞬時供出電力とし、アセスメントで利用します。ネガポジ・リストパターン（ネガポジ型リソースを含む）を用いる場合は次スライドとの合算値を利用します。（三次調整力②の場合）

※ 約定商品、入札単位ごとの瞬時供出電力は62～66スライド参照



※ 1 出力変化量指令の図。出力調整指令（数値指令）の場合、補正計測電力となる。

※ 2 発電機リスト・パターンの場合

1-2. リソース等が満たすべき要件

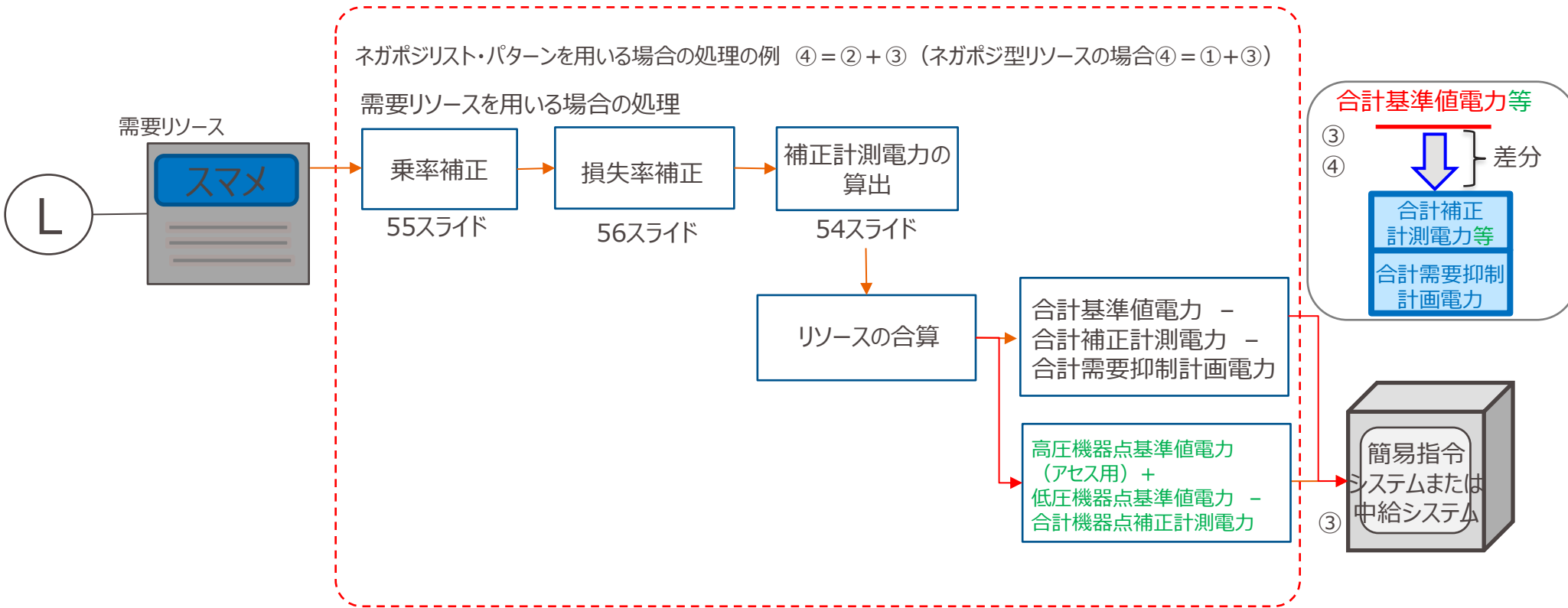
e. アセスメントを行うために必要な データを送信する設備(3/5)

修正

59

- 次の処理を行った値を瞬時供出電力とし、アセスメントで利用します。ネガポジ・リストパターン（ネガポジ型リソースを含む）を用いる場合は前スライドとの合算値を利用します。（三次調整力②の場合）

※ 約定商品、入札単位ごとの瞬時供出電力は62～66スライド参照



- 専用線オンラインで接続する場合、属地TSOの定めた通信プロトコルにおける送信周期で送信いただく瞬時供出電力をアセスメントで利用します。
- 一次調整力において監視方法がオフラインの場合、属地TSOへの瞬時供出電力の受け渡しは、提供期間の翌月に属地TSOが通知した日の翌営業日※¹までに所定の（様式35）一次調整力【オフラインリソース】供出電力提出用フォーマット【アセスメントⅡ用】をメールで提出していただきます。
- 監視方法がオフラインの場合、提出する瞬時供出電力の期間は、属地TSOが指定いたします。
- 属地TSOへの瞬時供出電力の伝送方法については、属地TSOにお問い合わせください。

※ 1 営業日は、属地TSOの営業日とし、平日（土曜日、日曜日、「国民の祝日に関する法律」に規定する休日、1月2日、1月3日、12月29日、12月30日、12月31日を除く日）の9時から17時までといたします。

※ 2 瞬時供出電力は62～66スライド参照

- 瞬時供出電力を属地TSOへ送信する周期は以下のとおりとなります。
 - ✓ 専用線オンラインで接続する場合、属地TSOが定めた通信プロトコルにおける送信周期とします。
 - ✓ 簡易指令システムで接続する場合、送信周期は、三次調整力②のみに参入する場合、30分の約数である1分、2分、3分、5分、6分、10分、15分、30分のいずれか※1、三次調整力②以外を含み参入する場合、1分を事前に簡易指令システムに登録いただき送信周期とします。
- ※1 属地TSOは、取引会員から送信いただいた瞬時供出電力を30分ごとに平均して供出電力を算出します。このため、30分ごとに平均値を算出する都合上、30分の約数で送信していただきます。なお、三次調整力①、二次調整力②にも参入する場合、送信周期は、1分としていただきます。

＜簡易指令システムで接続する場合＞

イベント	内容	繰り返し頻度
事前登録	簡易指令システムの新規登録時、単独発電機については入札する発電リソースごとに、アグリゲータについては、需給調整市場アグリゲータ用系統コードごとにレポート機能の送信周期を登録	初期登録※2
データ要求	簡易指令システムから取引会員へ約定時間の実需給前に約定ブロックの開始から終了時刻に事前登録した周期で瞬時供出電力をデータ送信するよう要求	約定ブロック内に繰り返し
データ受領(送信)	取引会員から簡易指令システムへ事前登録した周期で、瞬時供出電力を繰り返し送信 (39スライド＜送信信号＞(b)に該当)	登録周期ごとに繰り返し

※2 初期登録した送信周期の変更を希望する場合には、前もって属地TSOにお問い合わせください。



(参考)商品区分および入札単位ごとの瞬時供出電力 (1/5)

修正

62

商品区分 ^{注1}		(1) 三次調整力②	(2) 三次調整力①または二次調整力② （複合約定対象商品に三次調整力①および二次調整力②を含むときを含む）	(3) 二次調整力① （（4）以外の場合で、複合約定対象商品に二次調整力①を含むときを含む）	(4) 一次調整力（複合約定対象商品に一次調整力を含むときを含む）	(5) 一次調整力
		専用線オンライン				オフライン
単 独 発 電 機	出力増減指令 （接点信号）	補正計測電力	補正計測電力	補正計測電力 ^{注2} または、補正計測電力から 属地周期発電計画電力 ^{注3} を差し引いた値 ^{注2}	補正計測電力 ^{注2} または、補正計測電力から 属地周期発電計画電力 ^{注3} を差し引いた値 ^{注2}	—
	出力調整指令 （数値指令）	補正計測電力	補正計測電力	補正計測電力		
	出力変化量指令	—	—	補正計測電力 ^{注2} または、補正計測電力から 属地周期発電計画電力 ^{注3} を差し引いた値 ^{注2}		

注1：同一リソースが同一提供期間に複数の商品に同時に約定している場合（余力活用に関する契約を締結している場合を含む）は、約定している商品（余力活用に関する契約を締結している機能の商品を含む）のうち、最短のサンプルング周期の瞬時供出電力の商品区分の欄を参照ください。

注2：瞬時供出電力は、属地TSOと協議のうえ、決定します。

注3：取引会員が属地周期発電計画電力計画を提出せずに1分発電計画電力計画を提出しているときは、1分発電計画電力の線形補間を行い、線形補間後の値を属地周期発電計画電力とみなします。

注4：取引会員が機器点属地周期発電計画電力計画を提出せずに機器点1分発電計画電力計画を提出しているときは、機器点1分発電計画電力の線形補間を行い、線形補間後の値を機器点属地周期発電計画電力とみなす。

注5：取引会員が属地周期基準値電力計画（事前予測型）を提出せずに1分基準値電力計画（事前予測型）を提出しているときは、1分基準値電力（事前予測型）の線形補間を行い、線形補間後の値を属地周期基準値電力（事前予測型）とみなします。

注6：取引会員が機器点属地周期基準値電力計画（事前予測型）を提出せずに機器点1分基準値電力計画（事前予測型）を提出しているときは、機器点1分基準値電力（事前予測型）の線形補間を行い、線形補間後の値を機器点属地周期基準値電力（事前予測型）とみなす。

注7：取引会員が1秒発電計画電力計画を提出せずに1分発電計画電力計画を提出しているときは、1分発電計画電力の線形補間を行い、線形補間後の値を1秒発電計画電力とみなします。

注8：取引会員が機器点1秒発電計画電力計画を提出せずに機器点1分発電計画電力計画を提出しているときは、機器点1分発電計画電力の線形補間を行い、線形補間後の値を機器点1秒発電計画電力とみなす。

注9：取引会員が1秒基準値電力計画（事前予測型）を提出せずに1分基準値電力計画（事前予測型）を提出しているときは、1分基準値電力（事前予測型）の線形補間を行い、線形補間後の値を1秒基準値電力（事前予測型）とみなします。

注10：取引会員が機器点1秒基準値電力計画（事前予測型）を提出せずに機器点1分基準値電力計画（事前予測型）を提出しているときは、機器点1分基準値電力（事前予測型）の線形補間を行い、線形補間後の値を機器点1秒基準値電力（事前予測型）とみなす。

注11：逐次計測型については、商品区分が一次調整力のみのリソースに限ります。

注12：ネガボジリスト・パターンに発電リソースおよび需要リソースが含まれる場合は、発電リソースの瞬時供出電力および需要リソースの瞬時供出電力を合計した値を瞬時供出電力とします。



取引規程 第2章 第13条

三次② 三次① 二次② 二次① 一次 複合

(参考)商品区分および入札単位ごとの瞬時供出電力 (2/5)

修正

63

商品区分 ^{注1}		(1) 三次調整力 ^②	(2) 三次調整力 ^① または二次調整力 ^② (複合約定対象商品に三次調整力 ^① および二次調整力 ^② を含むときを含む)	(3) 二次調整力 ^① ((4) 以外の場合で、複合約定対象商品に二次調整力 ^① を含むときを含む)	(4) 一次調整力 (複合約定対象商品に一次調整力を含むときを含む)	(5) 一次調整力
		簡易指令システム		—		オフライン
単独発電機	出力増減指令 (接点信号)	—	—	—		
	出力調整指令 (数値指令)	補正計測電力	補正計測電力			
	出力変化量指令	補正計測電力から発電計画電力を差し引いた値	補正計測電力から1分発電計画電力を差し引いた値			

注1：同一リソースが同一提供期間に複数の商品に同時に約定している場合（余力活用に関する契約を締結している場合を含む）は、約定している商品（余力活用に関する契約を締結している機能の商品を含む）のうち、最短のサンプル周期の瞬時供出電力の商品区分の欄を参照ください。

注2：瞬時供出電力は、属地TSOと協議のうえ、決定します。

注3：取引会員が属地周期発電計画電力計画を提出せずに1分発電計画電力計画を提出しているときは、1分発電計画電力の線形補間を行い、線形補間後の値を属地周期発電計画電力とみなします。

注4：取引会員が機器点属地周期発電計画電力計画を提出せずに機器点1分発電計画電力計画を提出しているときは、機器点1分発電計画電力の線形補間を行い、線形補間後の値を機器点属地周期発電計画電力とみなす。

注5：取引会員が属地周期基準値電力計画（事前予測型）を提出せずに1分基準値電力計画（事前予測型）を提出しているときは、1分基準値電力（事前予測型）の線形補間を行い、線形補間後の値を属地周期基準値電力（事前予測型）とみなします。

注6：取引会員が機器点属地周期基準値電力計画（事前予測型）を提出せずに機器点1分基準値電力計画（事前予測型）を提出しているときは、機器点1分基準値電力（事前予測型）の線形補間を行い、線形補間後の値を機器点属地周期基準値電力（事前予測型）とみなす。

注7：取引会員が1秒発電計画電力計画を提出せずに1分発電計画電力計画を提出しているときは、1分発電計画電力の線形補間を行い、線形補間後の値を1秒発電計画電力とみなします。

注8：取引会員が機器点1秒発電計画電力計画を提出せずに機器点1分発電計画電力計画を提出しているときは、機器点1分発電計画電力の線形補間を行い、線形補間後の値を機器点1秒発電計画電力とみなす。

注9：取引会員が1秒基準値電力計画（事前予測型）を提出せずに1分基準値電力計画（事前予測型）を提出しているときは、1分基準値電力（事前予測型）の線形補間を行い、線形補間後の値を1秒基準値電力（事前予測型）とみなします。

注10：取引会員が機器点1秒基準値電力計画（事前予測型）を提出せずに機器点1分基準値電力計画（事前予測型）を提出しているときは、機器点1分基準値電力（事前予測型）の線形補間を行い、線形補間後の値を機器点1秒基準値電力（事前予測型）とみなす。

注11：逐次計測型については、商品区分が一次調整力のみのリソースに限ります。

注12：ネガボジスト・パターンに発電リソースおよび需要リソースが含まれる場合は、発電リソースの瞬時供出電力および需要リソースの瞬時供出電力を合計した値を瞬時供出電力とします。



取引規程 第2章 第13条

三次^② 三次^① 二次^② 二次^① 一次 複合

(参考)商品区分および入札単位ごとの瞬時供出電力 (3/5)

修正

64

商品区分 ^{注1}	(1) 三次調整力 ^②	(2) 三次調整力 ^① または二次調整力 ^② （複合約定対象商品に三次調整力 ^① および二次調整力 ^② を含むときを含む）	(3) 二次調整力 ^① （(4) 以外の場合で、複合約定対象商品に二次調整力 ^① を含むときを含む）	(4) 一次調整力（複合約定対象商品に一次調整力を含むときを含む）	(5) 一次調整力
	専用線オンラインまたは簡易指令システム		専用線オンライン		オフライン
発電機リスト・パターン	合計補正計測電力から合計発電計画電力を差し引いた値 + 合計機器点補正計測電力から合計高圧機器点発電基準値電力（アセス用）および合計低圧機器点発電基準値電力を差し引いた値	合計補正計測電力から1分発電計画電力を差し引いた値 + 合計機器点補正計測電力から機器点1分発電計画電力を差し引いた値	合計補正計測電力から属地周期発電計画電力 ^{注3} を差し引いた値 + 合計機器点補正計測電力から機器点属地周期発電計画電力 ^{注4} を差し引いた値		合計補正計測電力から1秒発電計画電力 ^{注7} を差し引いた値 + 合計機器点補正計測電力から機器点1秒発電計画電力 ^{注8} を差し引いた値

注1：同一リソースが同一提供期間に複数の商品に同時に約定している場合（余力活用に関する契約を締結している場合を含む）は、約定している商品（余力活用に関する契約を締結している機能の商品を含む）のうち、最短のサンプリング周期の瞬時供出電力の商品区分の欄を参照ください。

注2：瞬時供出電力は、属地TSOと協議のうえ、決定します。

注3：取引会員が属地周期発電計画電力計画を提出せずに1分発電計画電力計画を提出しているときは、1分発電計画電力の線形補間を行い、線形補間後の値を属地周期発電計画電力とみなします。

注4：取引会員が機器点属地周期発電計画電力計画を提出せずに機器点1分発電計画電力計画を提出しているときは、機器点1分発電計画電力の線形補間を行い、線形補間後の値を機器点属地周期発電計画電力とみなす。

注5：取引会員が属地周期基準値電力計画（事前予測型）を提出せずに1分基準値電力計画（事前予測型）を提出しているときは、1分基準値電力（事前予測型）の線形補間を行い、線形補間後の値を属地周期基準値電力（事前予測型）とみなします。

注6：取引会員が機器点属地周期基準値電力計画（事前予測型）を提出せずに機器点1分基準値電力計画（事前予測型）を提出しているときは、機器点1分基準値電力（事前予測型）の線形補間を行い、線形補間後の値を機器点属地周期基準値電力（事前予測型）とみなす。

注7：取引会員が1秒発電計画電力計画を提出せずに1分発電計画電力計画を提出しているときは、1分発電計画電力の線形補間を行い、線形補間後の値を1秒発電計画電力とみなします。

注8：取引会員が機器点1秒発電計画電力計画を提出せずに機器点1分発電計画電力計画を提出しているときは、機器点1分発電計画電力の線形補間を行い、線形補間後の値を機器点1秒発電計画電力とみなす。

注9：取引会員が1秒基準値電力計画（事前予測型）を提出せずに1分基準値電力計画（事前予測型）を提出しているときは、1分基準値電力（事前予測型）の線形補間を行い、線形補間後の値を1秒基準値電力（事前予測型）とみなします。

注10：取引会員が機器点1秒基準値電力計画（事前予測型）を提出せずに機器点1分基準値電力計画（事前予測型）を提出しているときは、機器点1分基準値電力（事前予測型）の線形補間を行い、線形補間後の値を機器点1秒基準値電力（事前予測型）とみなす。

注11：逐次計測型については、商品区分が一次調整力のためのリソースに限りです。

注12：ネガボジリスト・パターンに発電リソースおよび需要リソースが含まれる場合は、発電リソースの瞬時供出電力および需要リソースの瞬時供出電力を合計した値を瞬時供出電力とします。



取引規程 第2章 第13条

三次^② 三次^① 二次^② 二次^① 一次 複合

(参考)商品区分および入札単位ごとの瞬時供出電力 (4/5)

修正

65

商品区分 ^{注1}		(1) 三次調整力 ^②	(2) 三次調整力 ^① または二次調整力 ^② （複合約定対象商品に三次調整力 ^① および二次調整力 ^② を含むときを含む）	(3) 二次調整力 ^① （(4) 以外の場合で、複合約定対象商品に二次調整力 ^① を含むときを含む）	(4) 一次調整力（複合約定対象商品に一次調整力を含むときを含む）	(5) 一次調整力
		専用線オンラインまたは簡易指令システム		専用線オンライン		オフライン
需要家リスト・パターン	事前予測型	合計基準値電力から合計補正計測電力および合計需要抑制計画電力を差し引いた値 + 合計高圧機器点基準値電力（アセス用）と合計低圧機器点基準値電力を合算した値から合計機器点補正計測電力を差し引いた値	1分基準値電力（事前予測型）から合計補正計測電力および合計需要抑制計画電力を差し引いた値 + 機器点1分基準値電力（事前予測型）から合計機器点補正計測電力を差し引いた値	属地周期基準値電力（事前予測型） ^{注5} から合計補正計測電力および合計需要抑制計画電力を差し引いた値 + 機器点属地周期基準値電力（事前予測型） ^{注6} から合計機器点補正計測電力を差し引いた値		1秒基準値電力（事前予測型） ^{注9} から合計補正計測電力および合計需要抑制計画電力を差し引いた値 + 機器点1秒基準値電力（事前予測型） ^{注10} から合計機器点補正計測電力を差し引いた値
	直前計測型	—	1分基準値電力（直前計測型）から合計補正計測電力および合計需要抑制計画電力を差し引いた値	属地周期基準値電力（直前計測型）から合計補正計測電力および合計需要抑制計画電力を差し引いた値		1秒基準値電力（直前計測型）から合計補正計測電力および合計需要抑制計画電力を差し引いた値
	逐次計測型 ^{注11}	—	—	—	属地周期基準値電力（逐次計測型）から合計補正計測電力および合計需要抑制計画電力を差し引いた値	1秒基準値電力（逐次計測型）から合計補正計測電力および合計需要抑制計画電力を差し引いた値

注1：同一リソースが同一提供期間に複数の商品に同時に約定している場合（余力活用に関する契約を締結している場合を含む）は、約定している商品（余力活用に関する契約を締結している機能の商品を含む）のうち、最短のサンプリング周期の瞬時供出電力の商品区分の欄を参照ください。

注2：瞬時供出電力は、属地TSOと協議のうえ、決定します。

注3：取引会員が属地周期発電計画電力計画を提出せずに1分発電計画電力計画を提出しているときは、1分発電計画電力の線形補間を行い、線形補間後の値を属地周期発電計画電力とみなします。

注4：取引会員が機器点属地周期発電計画電力計画を提出せずに機器点1分発電計画電力計画を提出しているときは、機器点1分発電計画電力の線形補間を行い、線形補間後の値を機器点属地周期発電計画電力とみなす。

注5：取引会員が属地周期基準値電力計画（事前予測型）を提出せずに1分基準値電力計画（事前予測型）を提出しているときは、1分基準値電力（事前予測型）の線形補間を行い、線形補間後の値を属地周期基準値電力（事前予測型）とみなします。

注6：取引会員が機器点属地周期基準値電力計画（事前予測型）を提出せずに機器点1分基準値電力計画（事前予測型）を提出しているときは、機器点1分基準値電力（事前予測型）の線形補間を行い、線形補間後の値を機器点属地周期基準値電力（事前予測型）とみなす。

注7：取引会員が1秒発電計画電力計画を提出せずに1分発電計画電力計画を提出しているときは、1分発電計画電力の線形補間を行い、線形補間後の値を1秒発電計画電力とみなします。

注8：取引会員が機器点1秒発電計画電力計画を提出せずに機器点1分発電計画電力計画を提出しているときは、機器点1分発電計画電力の線形補間を行い、線形補間後の値を機器点1秒発電計画電力とみなす。

注9：取引会員が1秒基準値電力計画（事前予測型）を提出せずに1分基準値電力計画（事前予測型）を提出しているときは、1分基準値電力（事前予測型）の線形補間を行い、線形補間後の値を1秒基準値電力（事前予測型）とみなします。

注10：取引会員が機器点1秒基準値電力計画（事前予測型）を提出せずに機器点1分基準値電力計画（事前予測型）を提出しているときは、機器点1分基準値電力（事前予測型）の線形補間を行い、線形補間後の値を機器点1秒基準値電力（事前予測型）とみなす。

注11：逐次計測型については、商品区分が一次調整力のみのリソースに限ります。

注12：ネガボジリスト・パターンに発電リソースおよび需要リソースが含まれる場合は、発電リソースの瞬時供出電力および需要リソースの瞬時供出電力を合計した値を瞬時供出電力とします。



取引規程 第2章 第13条

三次^② 三次^① 二次^② 二次^① 一次 複合

(参考)商品区分および入札単位ごとの瞬時供出電力 (5/5)

修正

66

商品区分 ^{注1}		(1) 三次調整力 ^②	(2) 三次調整力 ^① または二次調整力 ^② (複合約定対象商品に三次調整力 ^① および二次調整力 ^② を含むときを含む)	(3) 二次調整力 ^① ((4) 以外の 場合で、複合約定対象商品に二次 調整力 ^① を含むときを含む)	(4) 一次調整力 (複合約 定対象商品に一次調整力 を含むときを含む)	(5) 一次調整力
		専用線オンラインまたは簡易指令システム		専用線オンライン		オフライン
ネガボジリスト・パターン ^{注12}	発電 リソース	合計補正計測電力から合計 発電計画電力を差し引いた値 + 合計機器点補正計測電力か ら合計高圧機器点発電基準 値電力 (アセス用) および合 計低圧機器点発電基準電 力を差し引いた値	合計補正計測電力から1分発電計画電 力を差し引いた値 + 合計機器点補正計測電力から機器点1 分発電計画電力を差し引いた値	合計補正計測電力から属地周期発電計画電力 ^{注3} を差し引いた値 + 合計機器点補正計測電力から機器点属地周期発電計画電力 ^{注4} を差し引いた値		合計補正計測電力から1秒発電 計画電力 ^{注7} を差し引いた値 + 合計機器点補正計測電力から機 器点1秒発電計画電力 ^{注8} を差し 引いた値
	需要 リソース					
	事前 予測型	合計基準値電力から合計補 正計測電力および合計需要抑 制計画電力を差し引いた値 + 合計高圧機器点基準値電力 (アセス用) と合計低圧機器 点基準値電力を合算した値か ら合計機器点補正計測電力を 差し引いた値	1分基準値電力 (事前予測型) から合 計補正計測電力および合計需要抑制計 画電力を差し引いた値 + 機器点1分基準値電力 (事前予測 型) から合計機器点補正計測電力を差し 引いた値	属地周期基準値電力 (事前予測型) ^{注5} から合計補正計測電力 および合計需要抑制計画電力を差し引いた値 + 機器点属地周期基準値電力 (事前予測型) ^{注6} から合計機器点 補正計測電力を差し引いた値		1秒基準値電力 (事前予測型) ^{注9} から合計補正計測電力および 合計需要抑制計画電力を差し引 いた値 + 機器点1秒基準値電力 (事前予 測型) ^{注10} から合計機器点補正計 測電力を差し引いた値
	直前 計測型	-	1分基準値電力 (直前計測型) から合 計補正計測電力および合計需要抑制計 画電力を差し引いた値	属地周期基準値電力 (直前計測型) から合計補正計測電力お よび合計需要抑制計画電力を差し引いた値		1秒基準値電力 (直前計測型) から合計補正計測電力および合計 需要抑制計画電力を差し引いた値
	逐次 計測型 ^{注11}	-	-	-	属地周期基準値電力 (逐次計測型) か ら合計補正計測電力および合計需要抑 制計画電力を差し引いた値	1秒基準値電力 (逐次計測型) から合計補正計測電力および合計 需要抑制計画電力を差し引いた値

注1：同一リソースが同一提供期間に複数の商品に同時に約定している場合 (余力活用に関する契約を締結している場合を含む) は、約定している商品 (余力活用に関する契約を締結している機能の商品を含む) のうち、最短のサンプリング周期の瞬時供出電力の商品区分の欄を参照ください。

注2：瞬時供出電力は、属地TSOと協議のうえ、決定します。

注3：取引会員が属地周期発電計画電力計画を提出せずに1分発電計画電力計画を提出しているときは、1分発電計画電力の線形補間を行い、線形補間後の値を属地周期発電計画電力とみなします。

注4：取引会員が機器点属地周期発電計画電力計画を提出せずに機器点1分発電計画電力計画を提出しているときは、機器点1分発電計画電力の線形補間を行い、線形補間後の値を機器点属地周期発電計画電力とみなす。

注5：取引会員が属地周期基準値電力計画 (事前予測型) を提出せずに1分基準値電力計画 (事前予測型) を提出しているときは、1分基準値電力 (事前予測型) の線形補間を行い、線形補間後の値を属地周期基準値電力 (事前予測型) とみなします。

注6：取引会員が機器点属地周期基準値電力計画 (事前予測型) を提出せずに機器点1分基準値電力計画 (事前予測型) を提出しているときは、機器点1分基準値電力 (事前予測型) の線形補間を行い、線形補間後の値を機器点属地周期基準値電力 (事前予測型) とみなす。

注7：取引会員が1秒発電計画電力計画を提出せずに1分発電計画電力計画を提出しているときは、1分発電計画電力の線形補間を行い、線形補間後の値を1秒発電計画電力とみなします。

注8：取引会員が機器点1秒発電計画電力計画を提出せずに機器点1分発電計画電力計画を提出しているときは、機器点1分発電計画電力の線形補間を行い、線形補間後の値を機器点1秒発電計画電力とみなす。

注9：取引会員が1秒基準値電力計画 (事前予測型) を提出せずに1分基準値電力計画 (事前予測型) を提出しているときは、1分基準値電力 (事前予測型) の線形補間を行い、線形補間後の値を1秒基準値電力 (事前予測型) とみなします。

注10：取引会員が機器点1秒基準値電力計画 (事前予測型) を提出せずに機器点1分基準値電力計画 (事前予測型) を提出しているときは、機器点1分基準値電力 (事前予測型) の線形補間を行い、線形補間後の値を機器点1秒基準値電力 (事前予測型) とみなす。

注11：逐次計測型については、商品区分が一次調整力のみのリソースに限ります。

注12：ネガボジリスト・パターンに発電リソースおよび需要リソースが含まれる場合は、発電リソースの瞬時供出電力および需要リソースの瞬時供出電力を合計した値を瞬時供出電力とします。



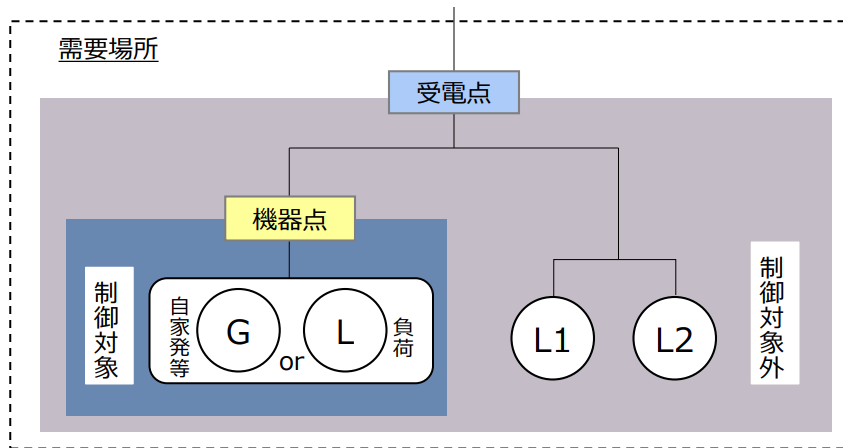
取引規程 第2章 第13条

三次^② 三次^① 二次^② 二次^① 一次 複合

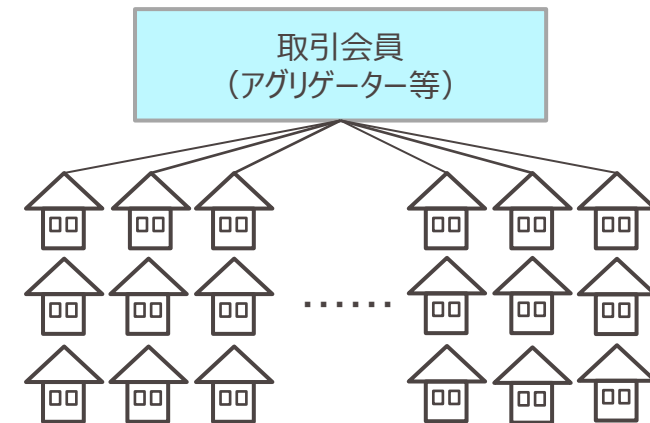
1 - 3 . 機器個別計測・低圧リソース導入

- 第8回次世代の分散型電力システムに関する検討会（2023/8/22）にて、2026年度より需給調整市場における機器個別計測および低圧リソースの活用が開始することが整理されました。
- 機器個別計測により、需要場所における受電点での計量値ではなく、需要家内に設置された制御対象のリソース自体を機器点で個別に計測した計量値によって ΔkW を評価することで、受電点の需要規模によらず、リソース毎に機器点でDR量を供出することが可能になります。
- なお、機器点で個別に計測した計量値の収集にあたっては、次世代スマートメーターを活用した特定計量システムを通じてデータ収集することが国の審議会にて整理され、特定計量システムは、2026年4月から順次利用可能となります。
- また、家庭用蓄電池やEVを中心に低圧リソースの大幅な普及拡大が見込まれることを踏まえ、低圧リソースを活用して需給調整市場へ参入することが整理されました。

＜機器個別計測のイメージ＞



＜低圧リソースのアグリゲーションのイメージ＞



$1kW \times 100,000軒 = 100MW$ の ΔkW を供出

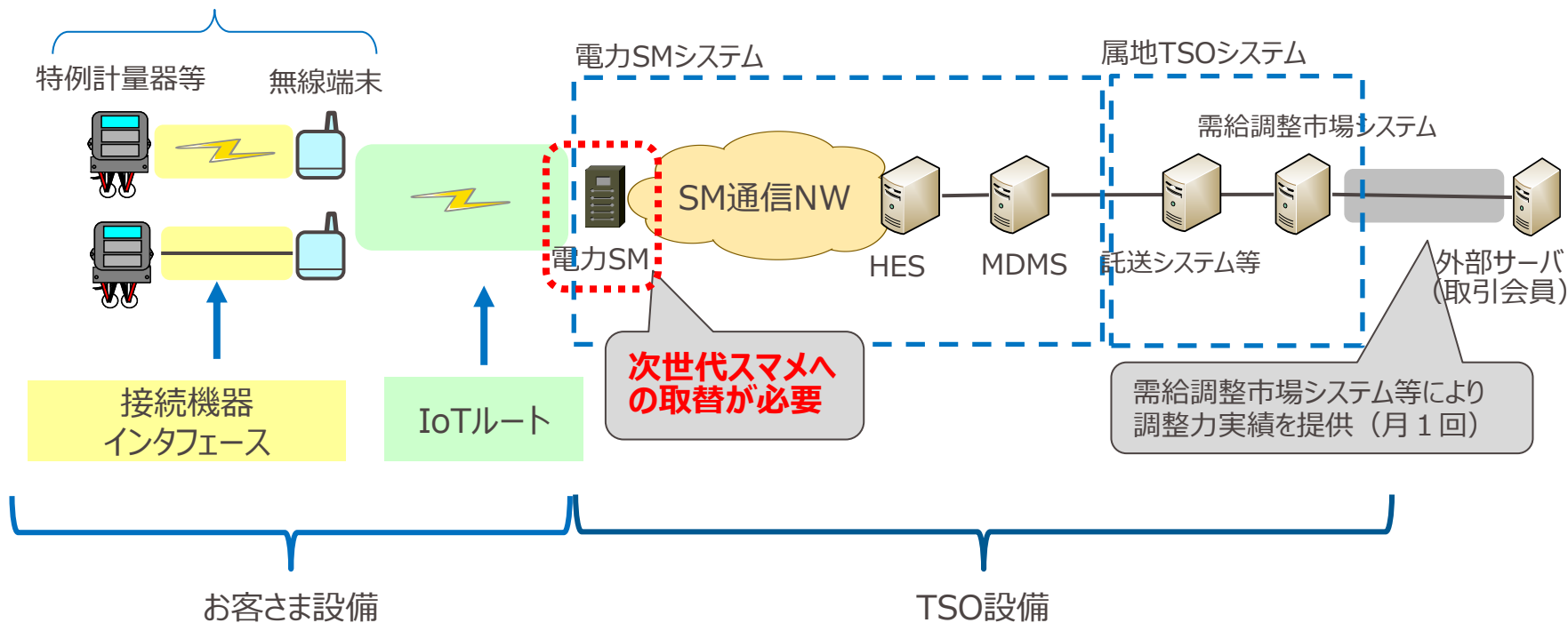
出所) 第17回需給調整市場検討小委員会 (2020.6.12)
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2020/files/jukyu_shijyo_17_03.pdf

- 特定計量システムとは、電力SMシステムを介して特定計量制度にもとづく計量器の計量値の収集・提供を行うものです。※
- 特定計量システムは、2026年4月から開始となります。
(低圧を対象とする取引から開始となり、高圧を対象とする取引は2027年4月から対象となります。)
- 詳細の構成イメージは以下のとおりです。

※ 機器点で参入するリソースを活用する場合、属地TSOから調整力提供事業者に対して、需給調整市場システム等を用いて、リスト・パターン単位で月一回確定値（30分値）の調整力実績を提供いたします。機器点単位での差分計量及び速報値（30分電力量、日毎30分電力量）の提供は行いません。

特定計量システム

一体型の特例計量器等も対象

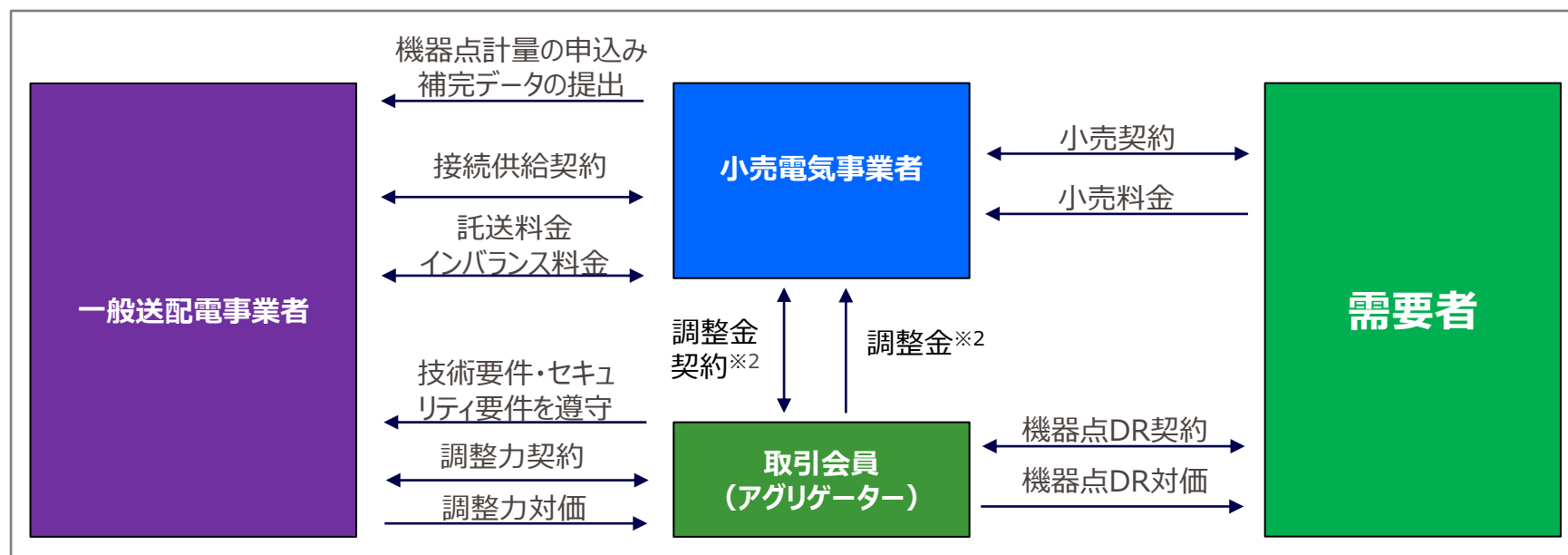


出所) 特定計量 (IoTルート) 運用ガイドライン【第1.0版】から抜粋の上一部加工
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/jisedai_smart_meter/pdf/20220531_4.pdf

- 需給調整市場において、新たに機器点参入するリソースを活用する（以下、「機器点計量」といいます。）場合は、特定計量システムを利用する際に必要となる申込みを、属地TSOが指定する様式により属地TSOへ機器点単位で申込みしていただく必要があります。
- なお、機器点計量の開始・変更・廃止に関する申込みは、特例計量器の設置後に、当該機器点の属する供給地点にて接続供給契約を締結している小売電気事業者が行っていただきます。※1

※1 小売電気事業者は申込みを行った後、機器点計量が開始される前に申込みの取下げを希望する場合は、属地TSOへ速やかに連絡していただきます。

機器点で参入するリソースを活用する場合の各事業者の関係（イメージ）



※2 従来のネガワット調整金と同様の仕組みとなります。

- 機器点計量は、機器点計量の開始に関する申込みを属地TSOが承諾した際に、属地TSOとの協議を経て計量開始日が定められ、必要な手続きを完了した後に、開始されるものとなります。※
- なお、以下のいずれかの事由に該当する場合、申込みの全部または一部は承諾されないことがあります。
 - ✓ 同一の機器点において、既に他の小売電気事業者での機器点計量に係る申込みがある場合
 - ✓ 機器点計量を行う地点において、通信環境の理由等で属地TSOが設置する計量器の通信ネットワークへ接続することができない場合
 - ✓ 属地TSOが I o T ルートへ接続するために必要な機器を設置できない場合
 - ✓ 需給調整市場に参入する要件を満たしていない場合
 - ✓ その他、属地TSOが必要と判断した場合
- 機器点計量に関する詳細については、属地TSOにお問い合わせください。

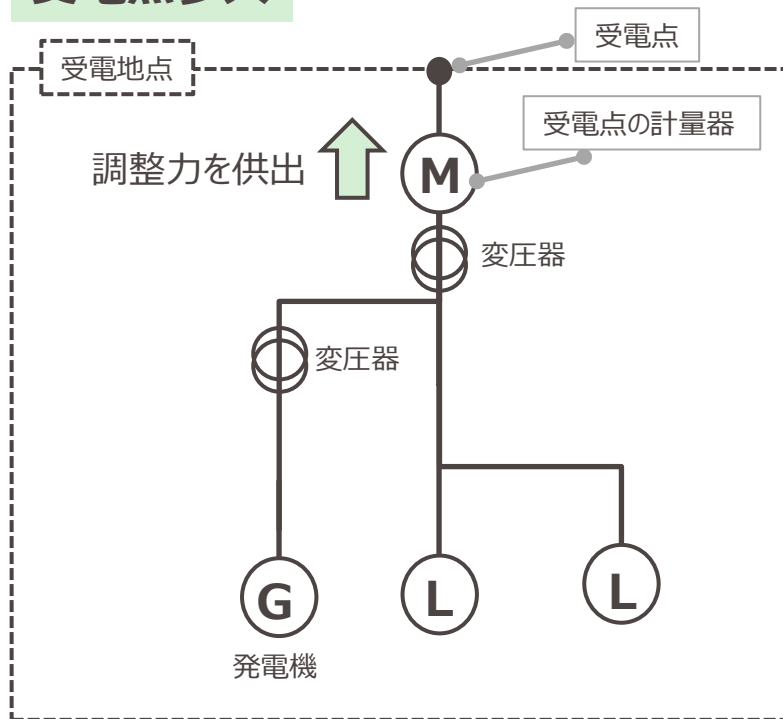
※ 計量開始日が定められた後に、属地TSOおよび取引会員は、やむを得ない理由によって、当該日付に計量を開始できないことが明らかになった場合には、その理由を相手方に通知し、あらためて協議のうえ、属地TSOにより計量開始日が定められることとなります。

- 機器点計量の開始以降、以下に該当する場合は、当該機器点の属する供給地点にて接続供給契約を締結している小売電気事業者は、取引会員の責任において属地TSOが定める様式にて属地TSOへ機器点計量の廃止・新設もしくは新設の申込みをしていただく必要があります。
 - ✓ 機器点計量器等の取り替えがある場合
 - ✓ 機器点計量器等の潮流方向の追加、変更および一部潮流方向の廃止がある場合
 - ✓ リソースのスイッチングやトラブルに伴い機器点計量の I o T ルートが閉塞した後に再開を希望する場合
- また、機器点計量を終了する場合は、当該機器点の属する供給地点にて接続供給契約を締結している小売電気事業者は、取引会員の責任において属地TSOが定める様式にて属地TSOへ機器点計量の終了および I o T ルート閉塞の申込みをしていただく必要があります。

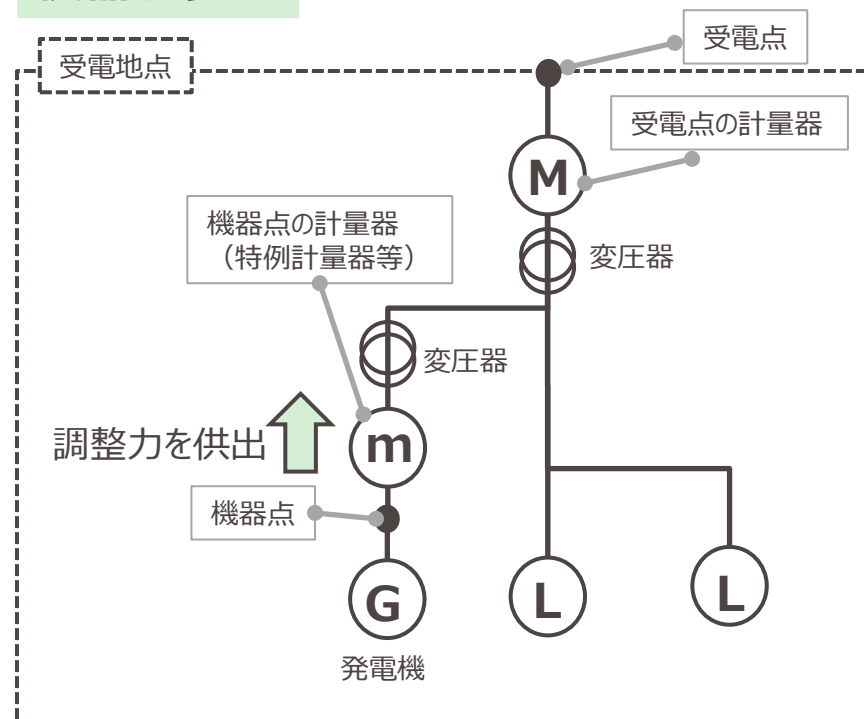
項目	申込内容
機器点計量器等の取り替えがある場合	機器点計量の廃止・新設の申込み
機器点計量器等の潮流方向の追加、変更および一部潮流方向の廃止がある場合	
リソースのスイッチングやトラブルに伴い機器点計量の I o T ルートが閉塞した後に再開を希望する場合	機器点計量の新設の申込み
機器点計量を終了する場合	機器点計量の終了および I o T ルート閉塞の申込み

No	用語	定義
1	特例計量器	「電気事業法」の特定計量制度にもとづいて計量を行うために設置する計量器
2	特例計量器等	特例計量器と「計量法」の規定を満たす特定計量器（電力量計等）を総称したもの
3	受電点	受電地点または供給地点
4	機器点	受電点より負荷側に位置し、特例計量器等が設置されている計量点
5	受電点参入	受電点で計量するリソースの発電または需要抑制により、受電点で調整力を供出するリソースで本市場に参入すること
6	機器点参入	機器点で計量するリソースの発電または需要抑制により、機器点で調整力を供出するリソースで本市場に参入すること

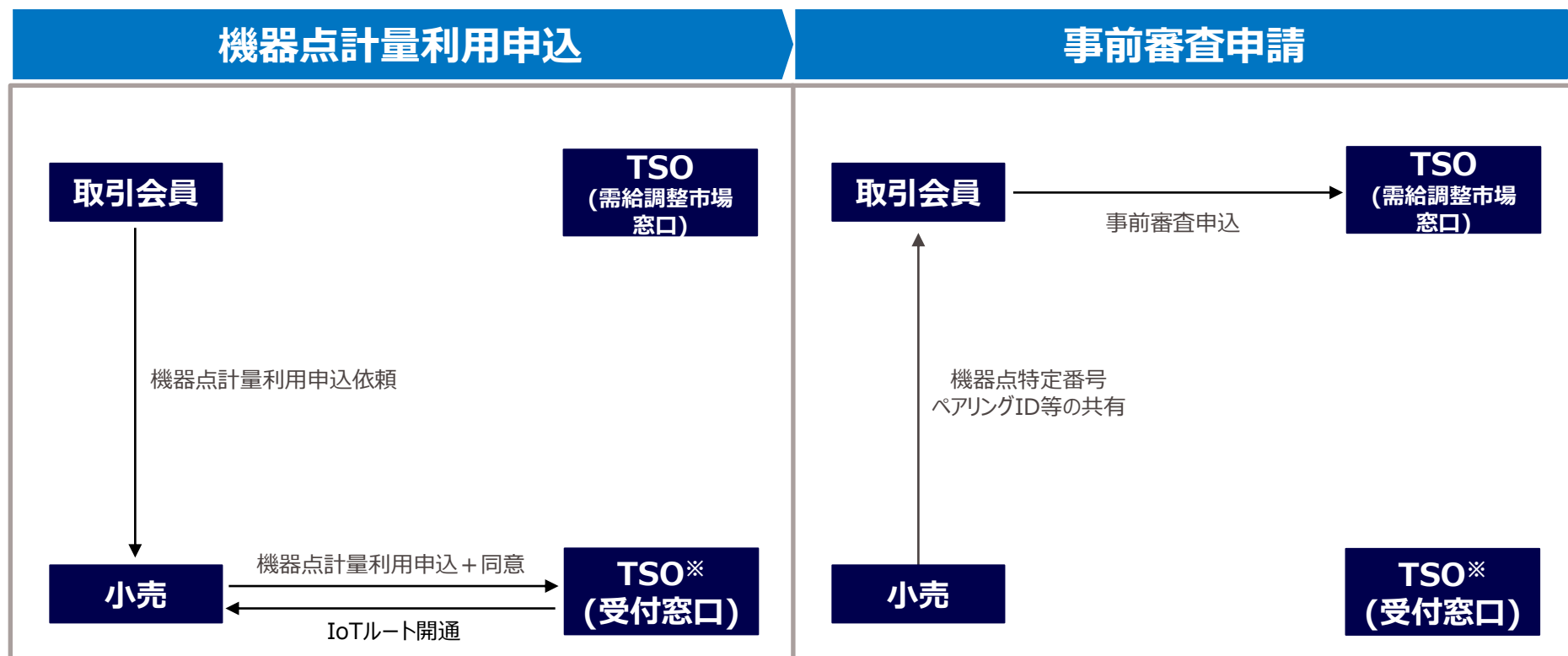
受電点参入



機器点参入



- 新たに機器点参入するリソースを活用する場合、事前審査申請までのイメージは以下の通りです。
- 取引会員は、新たに機器点参入するリソースを活用するにあたり、小売電気事業者の機器点計量の申込み前までに、当該機器点の属する供給地点にて接続供給契約を締結している小売電気事業者に対し、IoTルートの利用および取引規程の遵守について同意を得る必要があります。



※ 機器点計量の申込受付窓口は、各属地TSOの需給調整市場窓口とは異なるため、各属地TSOにご確認のうえお申込みください。

- 機器点参入するリソースの場合、以下の契約を締結する必要があります。
 - ✓ 機器点参入に用いる発電リソースの場合、その機器点が属する受電点において属地TSOとの間で接続供給契約を締結していること。なお、当該発電リソースが、属地TSOが維持および運用する供給設備に逆潮流できる場合は、発電量調整供給契約を締結していること。
 - ✓ 機器点参入に用いる需要リソースの場合、その機器点が属する受電点において属地TSOとの間で接続供給契約を締結していること。
 - ✓ 受電電圧が低圧で機器点参入している受電点において発電量調整供給契約を締結している場合は、当該受電点の小売電気事業者と発電契約者は同一事業者であること。
- なお、上記契約に基づくbalancingグループのイメージは、以下のとおりです。

凡例

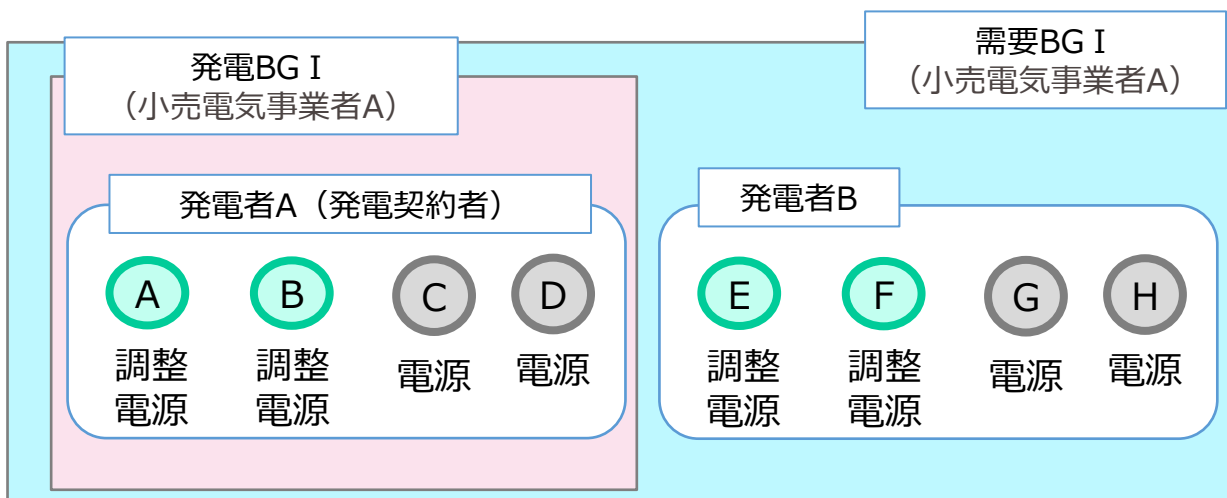


調整電源または調整負荷

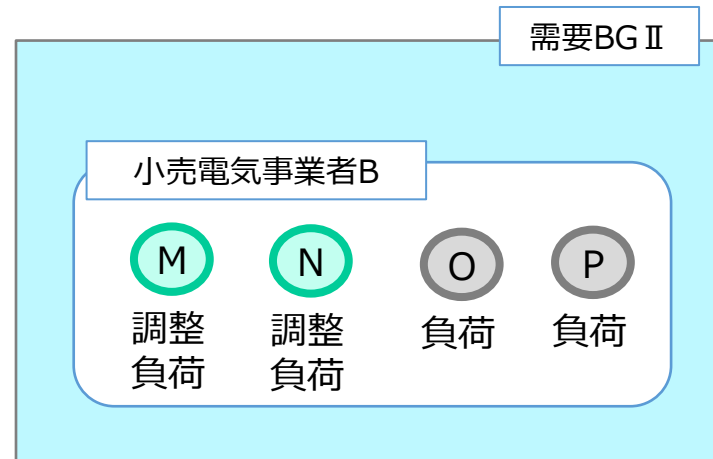


非調整電源または非調整負荷

<機器点参入する発電リソースのBG組成イメージ>



<機器点参入する需要リソースのBG組成イメージ>



※balancingグループについては、機器点参入するリソースのみで設定いただく必要はありません。



- 受電点の電圧が低圧で、受電点で参入するリソースの場合、以下の契約を締結する必要があります。
 - ✓ 受電点参入に用いる発電リソースの場合、受電点において属地TSOとの間で発電量調整供給契約を締結していること。
 - ✓ 受電点参入に用いる需要リソースの場合、受電点において属地TSOとの間で接続供給契約を締結していること。
- なお、上記契約に基づくbalancing groupのイメージは、以下のとおりです。

凡例



調整電源または調整負荷

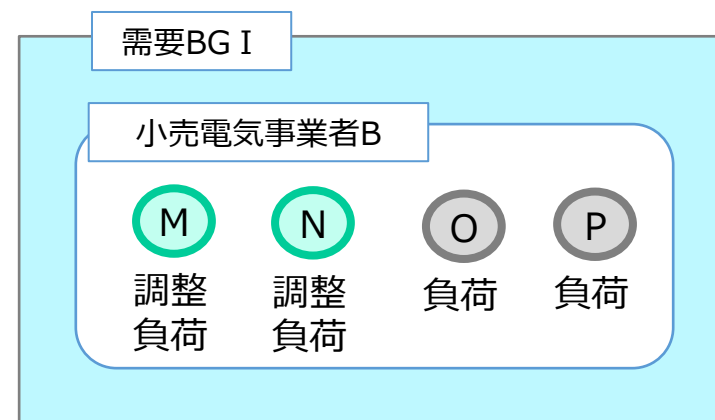


非調整電源または非調整負荷

<受電点参入する発電リソースのBG組成イメージ※>



<受電点参入する需要リソースのBG組成イメージ※>



※balancing groupについては、機器点参入するリソースのみで設定いただく必要はありません。

- バランシンググループは、以下のとおり組成していただきます。

受電点電圧	参入地点		発調契約有 無	BG組成
高圧以上	受電点	ネガ	有	需要BG（小売単位）
			無	需要BG（小売単位）
		ポジ	有	発電BG（単独BG）
			無	－
	機器点	ネガ	有	需要BG（小売単位）、発電BG（非調整BG（非調整電源を含んでよい））
			無	需要BG（小売単位）
		ポジ	有	需要BG（小売単位）、発電BG（非調整BG（非調整電源を含んでよい））
			無	需要BG（小売単位）
低圧	受電点	ネガ	有	需要BG（小売単位）、発電BG（非調整BG（非調整電源を含んでよい））
			無	需要BG（小売単位）
		ポジ	有	発電BG（非調整BG（非調整電源を含んでよい））
			無	－
	機器点	ネガ	有	発電BG（非調整BG、ただし所属している需要BGが同一事業者）
			無	需要BG（小売単位）
		ポジ	有	発電BG（非調整BG、ただし所属している需要BGが同一事業者）
			無	需要BG（小売単位）

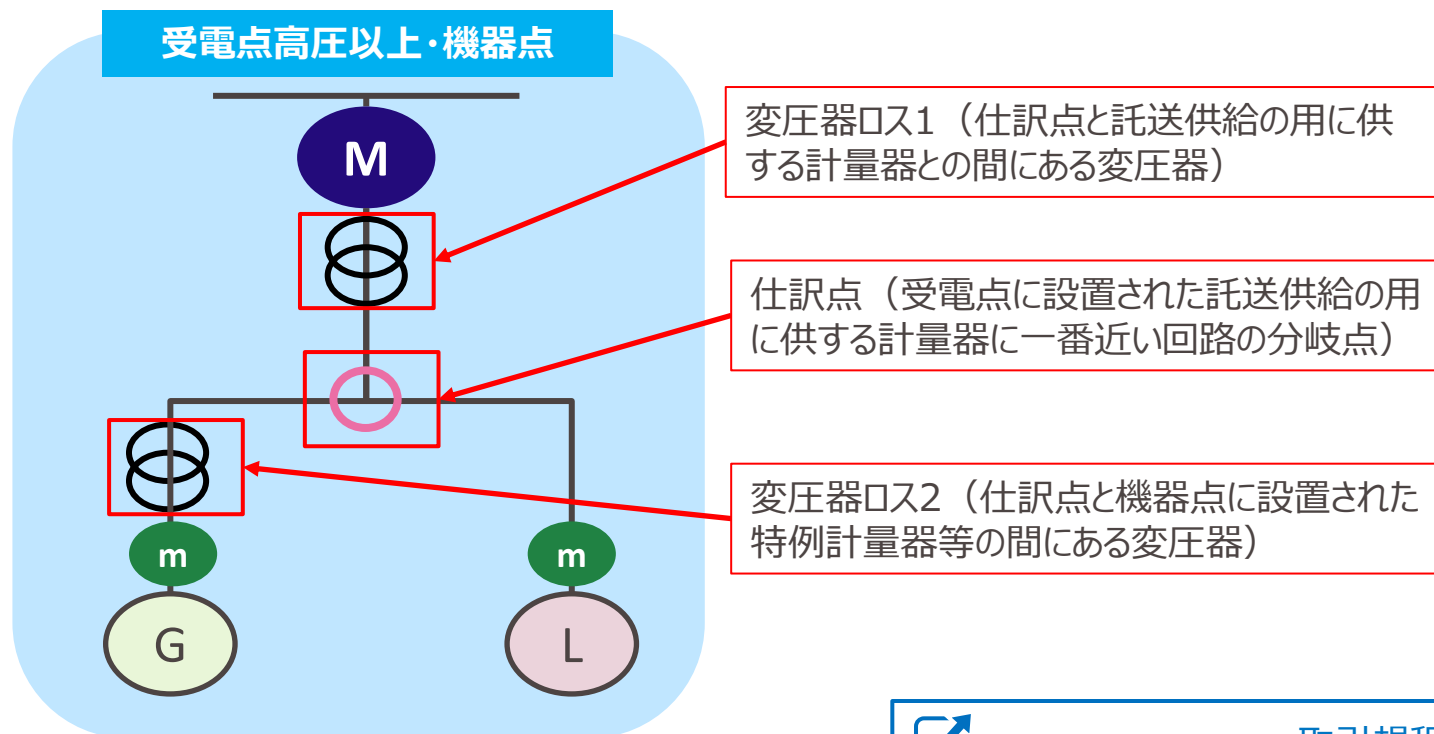
- 各リスト・パターンにおいて、以下に該当する場合、本市場に参入することはできません。

＜本市場に参入できない場合＞

		受電電圧	
		低圧	高圧または特別高圧
参入地点	受電点	- 同一の受電点において、受電点参入および機器点参入の両方を用いる場合 - 余力活用に関する契約を締結または締結を予定している場合 - 再生可能エネルギーの固定価格買取制度で取引する電力量を用いる場合および再生可能エネルギーの固定価格買取制度で取引する電力量と調整電力量の切り分けができない配線の場合	- 同一の受電点において、受電点参入および機器点参入の両方を用いる場合 - 再生可能エネルギーの固定価格買取制度で取引する電力量を用いる場合および再生可能エネルギーの固定価格買取制度で取引する電力量と調整電力量の切り分けができない配線の場合
	機器点	- 同一の受電点において、受電点参入および機器点参入の両方を用いる場合 - 需要抑制量調整供給契約を締結または締結を予定している場合 - 余力活用に関する契約を締結または締結を予定している場合 - 再生可能エネルギーの固定価格買取制度で取引する電力量を用いる場合および再生可能エネルギーの固定価格買取制度で取引する電力量と調整電力量の切り分けができない配線の場合 - 原則として、受電点において発電量調整供給契約を締結している場合であって、当該受電点の接続供給契約において、属地 TSO が定める「託送供給等約款」における代表契約者を選任または選任を予定しているとき。	- 同一の受電点において、受電点参入および機器点参入の両方を用いる場合 - 需要抑制量調整供給契約を締結または締結を予定している場合 - 余力活用に関する契約を締結または締結を予定している場合 - 再生可能エネルギーの固定価格買取制度で取引する電力量を用いる場合および再生可能エネルギーの固定価格買取制度で取引する電力量と調整電力量の切り分けができない配線の場合

- 受電電圧が高圧または特別高圧で機器点参入する場合、受電点と機器点の間に設置された変圧器のロス率（発電契約者または需要者の設備において、受電点に設置された託送供給の用に供する計量器に一番近い回路の分岐点（以下、「仕訳点」といいます。）と託送供給の用に供する計量器との間にある変圧器のロス率（以下、「変圧器ロス1」といいます。）および仕訳点と機器点に設置された特例計量器等の間にある変圧器のロス率（以下、「変圧器ロス2」といいます。））を、マスタパターンもしくは各リスト・パターンのいずれかまたはその両方に機器点ごとにそれぞれ登録していただきます。
- なお、変圧器1および変圧器2のロス率は、変圧器の一次電圧が高圧の場合は取引規程別表4を参照し、変圧器の一次電圧が特別高圧の場合は取引規程別表4によらず属地TSOと協議により決定した値をご登録していただきます。※
- また、受電電圧が高圧または特別高圧の地点で、機器点参入を行う複数の取引会員が同一の変圧器を使用して調整力を供出する場合は、変圧器のロス率の値は取引会員間で同一の値としていただく必要がありますので、ご注意ください。

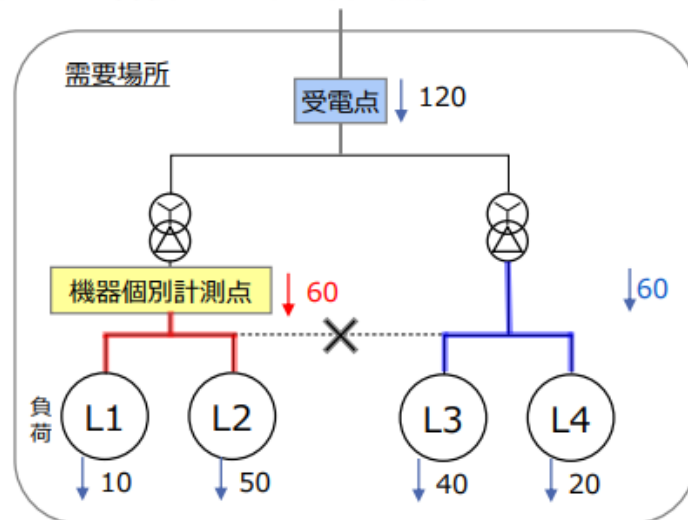
※ 変圧器の一次電圧が高圧の場合も、変圧器のロス率の値は属地TSOが認めた場合は、取引規程別表4によらず、協議により決定した値とすることが可能です。



- 機器点で参入するリソースの場合、以下の条件を遵守いただきます。
- ✓ 機器点以下のリソースが構内等の別系統に切り替えもしくは別系統から切り替えできないこと。

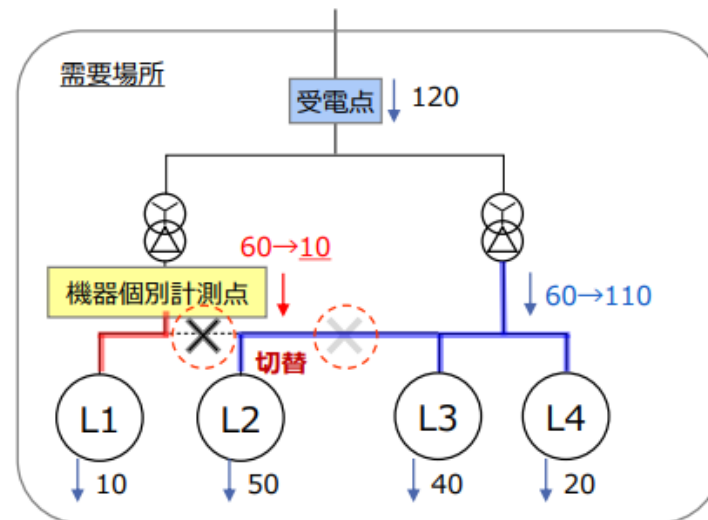
【個別計測における不正例】

(調整力の評価：機器個別計測点)



(指令値)
60→10

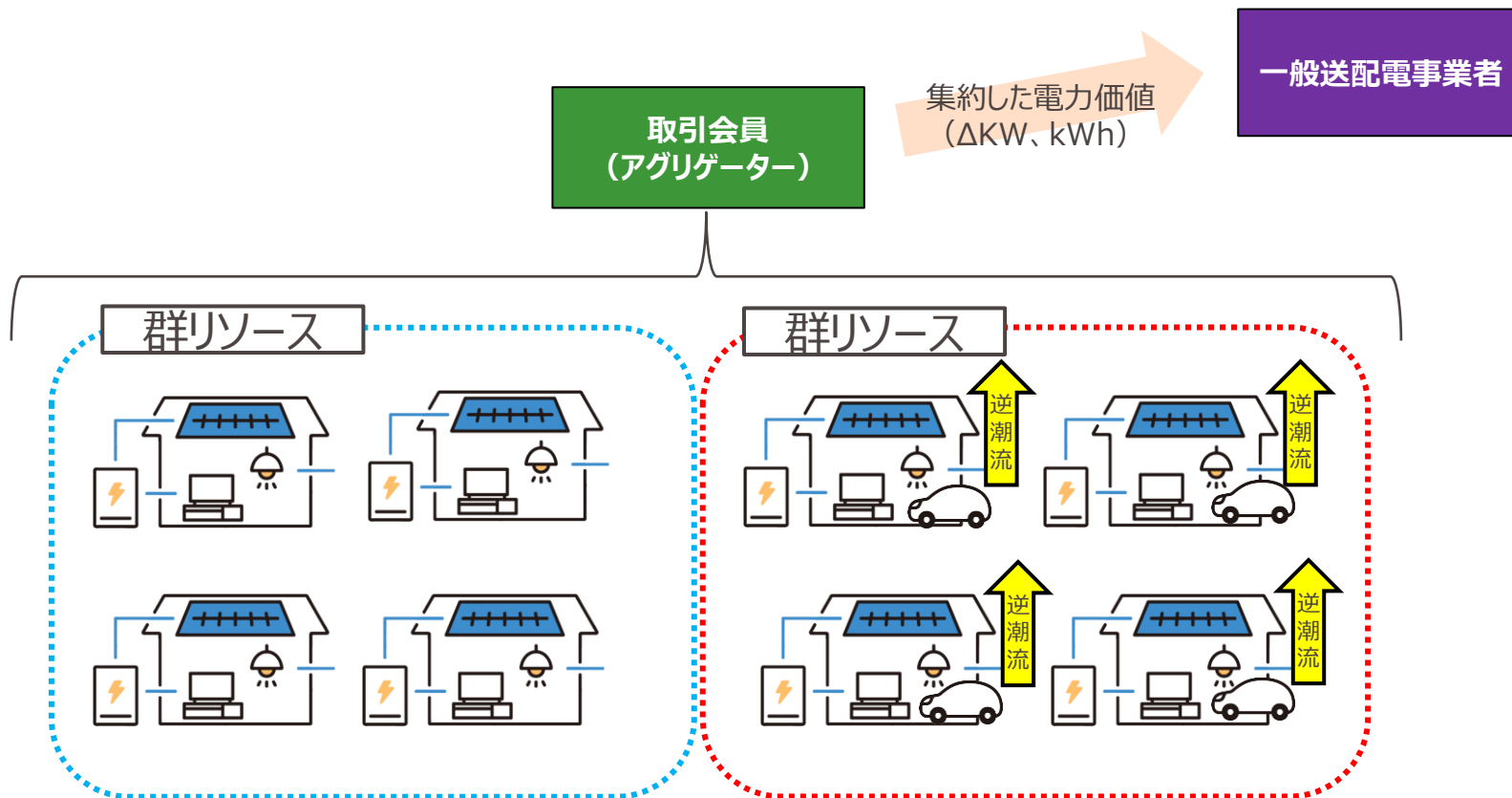
負荷L2の
接続を変更



指令値60→10となった場合に、計測点では60→10と50需要を抑制したこととなっているが、受電点は120のまま変化がなく、系統に対しては貢献していない

No	用語	定義
1	群リソース	受電点の電圧が低圧で、調整に用いる複数のリソースを一括して一つのリソースとみなすもの
2	リスト・パターン 申請情報	パターン番号、供出可能量およびリソースに関する情報（参入点、参入点の供出方法、地点名称、場所〔住所〕、電圧区分〔受電点〕、群コード、供給地点特定番号、契約電力〔キロワット〕、所属小売電気事業者コード、所属小売電気事業者名称、所属需要抑制BGコード、所属需要抑制BG名称、受電地点特定番号、契約受電電力〔キロワット〕、電源種別、発電方式、火力燃料種別、系統コード、所属発電事業者コード、所属発電事業者名称、所属発電BGコード、所属発電BG名称、機器点特定番号、再エネ対象電源の有無、相数1、一次電圧1、二次電圧1、容量1、変圧器ロス1、相数2、一次電圧2、二次電圧2、容量2、変圧器ロス2、変圧器容量、変圧器結線パターン）等
3	マスタパターン	同一系統コードを有する発電機リスト・パターン、需要家リスト・パターンまたはネガポジリスト・パターンに属する（いずれも予定を含む）すべてのリソースに関する基礎情報をいい、パターン番号を500とし、かつ供出可能量がゼロキロワットとして登録されるもの
4	基準パターン	各リスト・パターンのうち、至近の事前審査において第21条（性能確認等）第1項(1)に定める性能確認を実施し、かつ第26条（取引対象のΔkW）に定める要件に適合したパターン番号、または、第19条（各リスト・パターン等の登録）第3項に該当し、至近の事前審査において第21条（性能確認等）第1項(2)に定める性能確認によって第26条（取引対象のΔkW）に定める要件に適合するとみなされ、かつ至近のアセスメント実績（暦月単位）が全件アセスメント適合となったパターン番号
5	派生パターン	基準パターンを除く各リスト・パターンのうち、マスタパターン内のリソースを用いて、基準パターンの供出可能量の±10%以内で構成されたパターン番号

- 低圧リソースを活用して需給調整市場への参入が可能となったことに伴い、受電電圧が低圧のリソースを束ねた「群リソース」をリスト・パターン内の1つのリソースとして扱う「群管理」の手法が整理されました。
- そのため、1つのリスト・パターンに複数の「群リソース」を登録し、入札することが可能です。



出所) 次世代の分散型電力システムに関する検討会 中間とりまとめ (2023.3.14) をもとに作成
meti.go.jp/shingikai/energy_environment/jisedai_bunsan/pdf/20230314_1.pdf



- 群リソースを構成する際のルールは以下のとおりです。

群管理のルール

群を構成できるのは受電点の電圧が低圧のリソースのみ

1つのリスト・パターンに複数の群を登録可能

群内の構成は受電点計量と機器点計量で分けて登録する必要がある

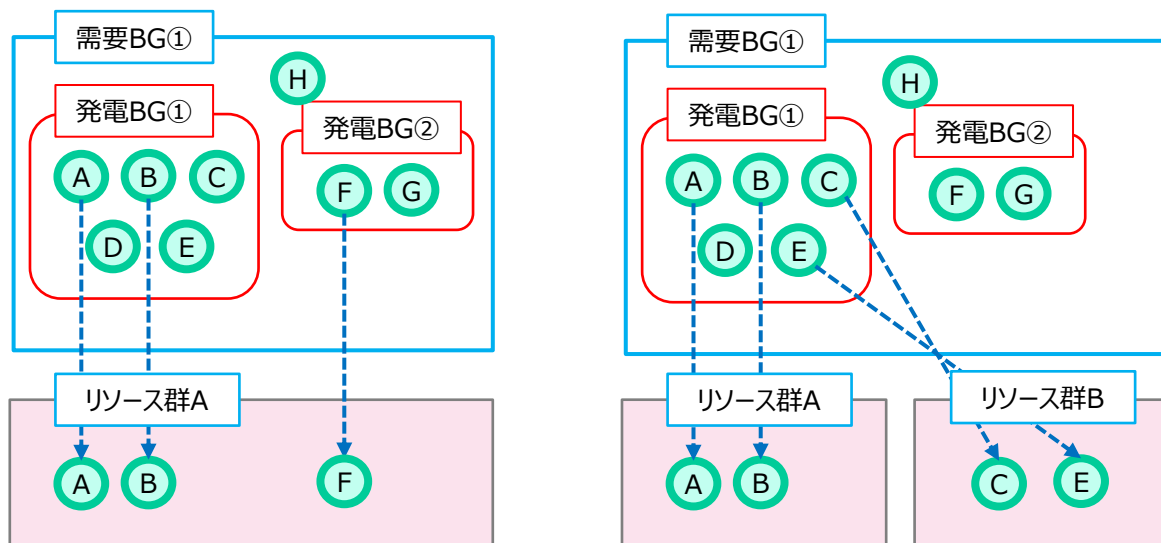
同一群内に複数BGが存在することはできない

群の定義は2リソース以上

群合計での最低供出量の制約は無い

同一BGで複数の群に分割することは可能

群リソースを用いる場合、群リソースごとに群コード（5桁）の登録が必要



⇒同一群内に複数BGの存在は**不可**

⇒同一BGを複数の群に**分割可能**

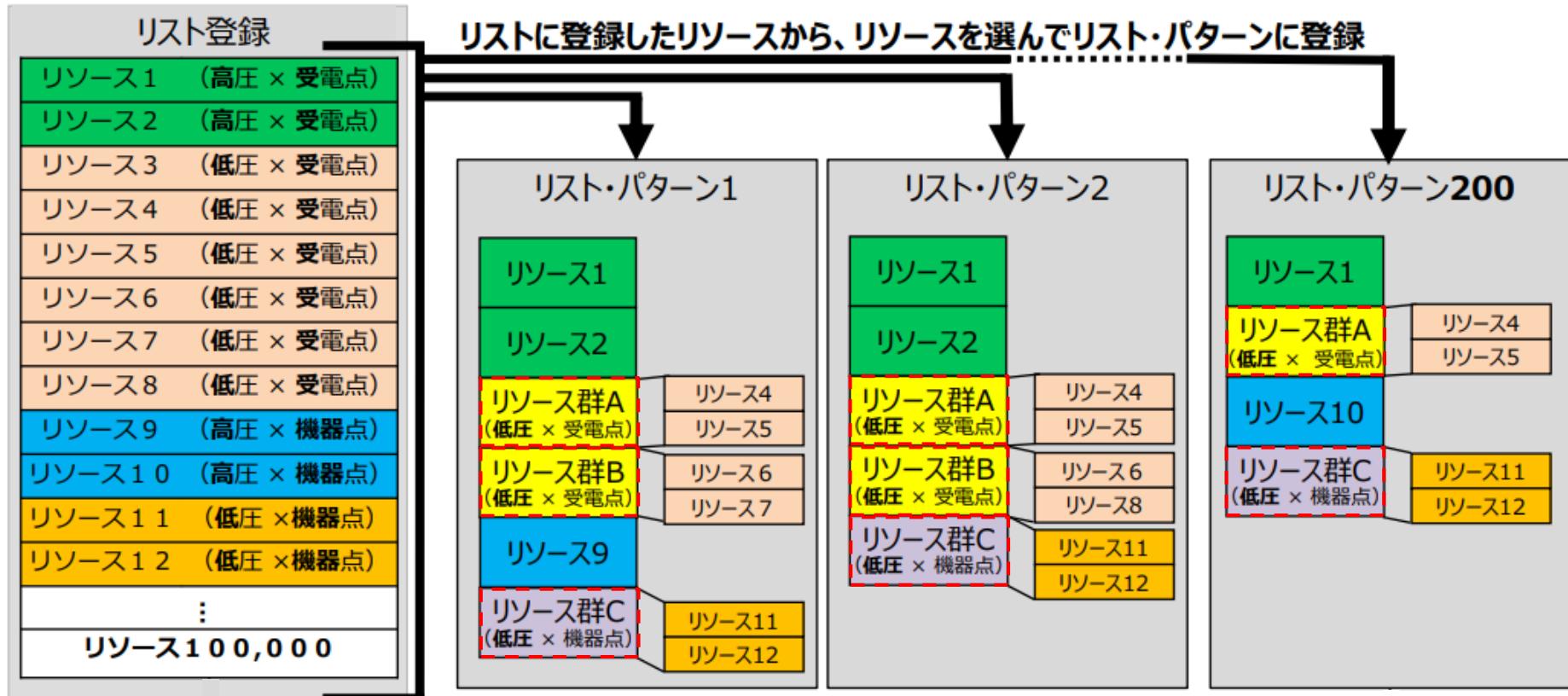
群コード：（5桁数字）

1	2	3	4	5

00001～99999までの数字を入力してください。

＜群リソースのイメージ＞

 : 群リソース



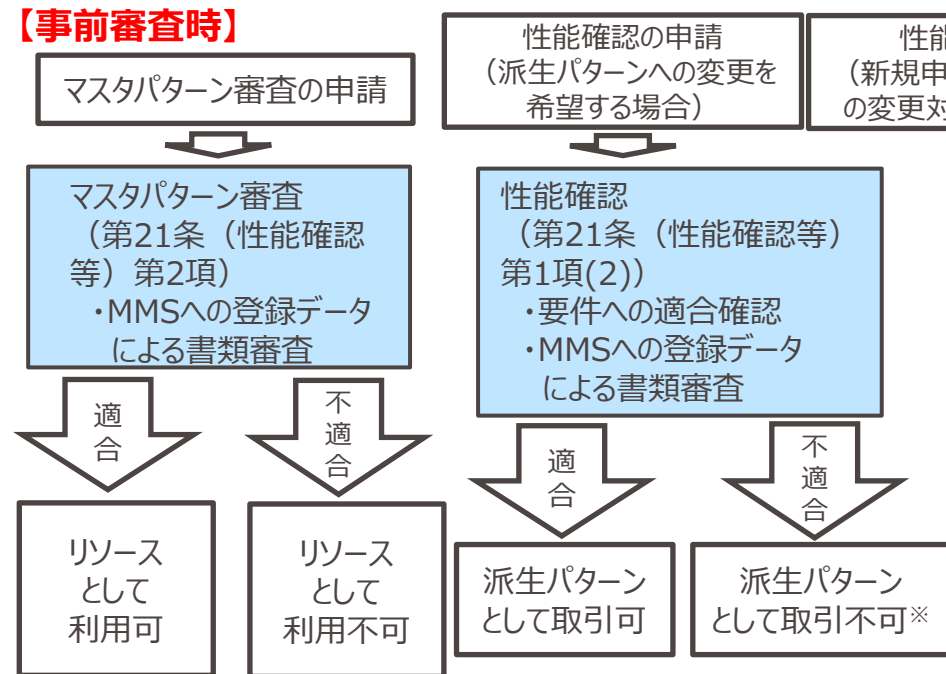
出所) 第8回次世代の分散型電力システムに関する検討会 (2023.8.22) 資料3をもとに作成
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/jisedai_bunsan/pdf/008_03_00.pdf

※図中の「リソース群」は「群リソース」と同義

- 各リスト・パターンで参入を希望される場合、以下の確認を実施いたします。
 - ✓ 取引会員は、各リスト・パターンに用いるリソースについて、マスタパターンに登録のうえ、関係諸元と併せて申請を行い属地TSOは登録されたマスタパターンに含まれるリソースについて、当該マスタパターンと同一の系統コードにおける各リスト・パターンのリソースとして用いることが可能であることを確認（以下、「マスタパターン審査」といいます。）します。
 - ✓ 取引会員は、マスタパターン審査に合格したリソースにて各リスト・パターンを構成のうえ、関係諸元の提出時に希望する商品の性能確認の申請を行い、属地TSOは提出された各リスト・パターンに含まれるリソースについて性能確認を行います。
 - ✓ 詳細は「2-2.事前審査」をご確認ください。

【性能確認等の体系】

【事前審査時】



性能確認の申請
(新規申込・派生パターンへの変更対象外等の場合)

性能確認 (第21条 (性能確認等) 第1項(1))

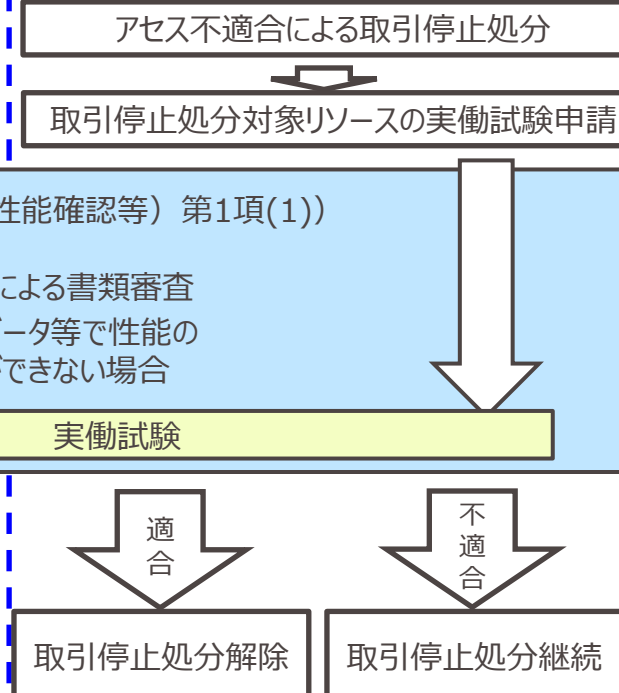
- ・要件への適合確認
 - ・基本は性能データ等による書類審査
- 性能データ等で性能の確認ができない場合

実働試験

市場契約協議
(基準パターンとして取引可)

取引不可※

【取引開始後】



※不合格となります。事業者には再審査の意向がある場合、具体的改善を併せて示すことにより、再度、性能確認の申請を行うことは可能です。



- マスタパターンもしくは各リスト・パターンのいずれかまたはその両方の変更が必要となった場合は、前回の変更申込みより3ヶ月を経過後、次回の変更申込みが可能となります。
- 初回登録後最初の変更申込みは、初回登録から3ヶ月を経過した場合に変更申込みが可能となります。
- なお、第19条（各リスト・パターン等の登録）第6項に定めるマスタパターンもしくは各リスト・パターンのいずれかまたはその両方の変更が必要となった場合、発生時点で属地TSOにご相談ください。

【マスタパターン・各リスト・パターンの変更申込みスケジュール（イメージ）】



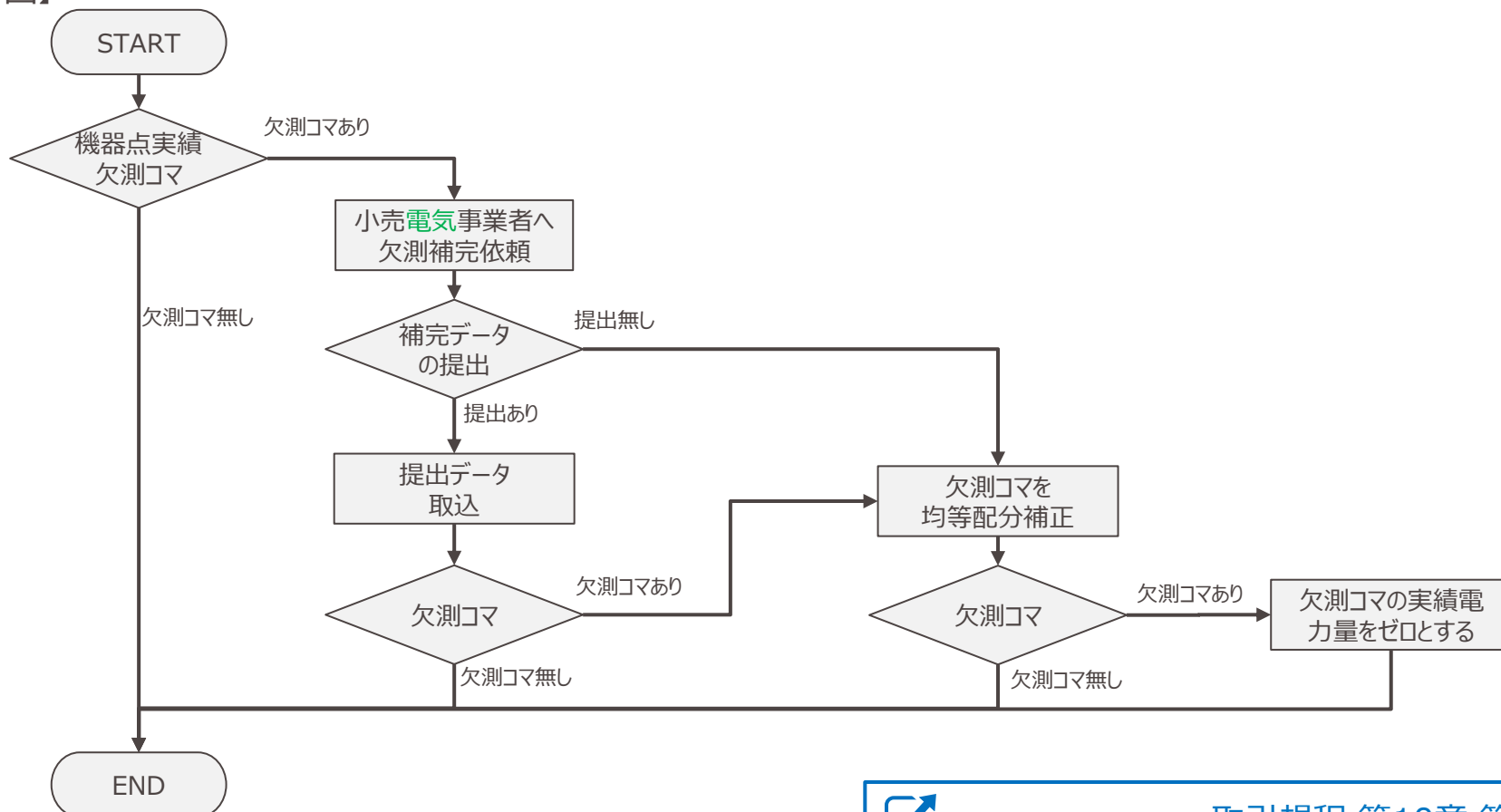
● : 変更申込み

変更申込日から3ヶ月※で審査完了となり取引開始可能となります。

※同一の属地TSOにおいて、多数の変更申込みが重複した場合には、3ヶ月を超過する場合があります。3ヶ月を超過する場合には、事前に属地TSOからご連絡します。

- 特例計量器等の指示数が欠測した場合、当該機器点が所属するバランシンググループの事業者は、当該機器点の特例計量器等の指示数を取得し、属地TSOへ提出していただきます。ただし、当該機器点の特例計量器等の指示数を取得できない場合は、属地TSOは関係規程類において定める均等配分補正を実施いたします。
- 上記により欠測補完ができない場合、当該機器点の実績電力量をゼロキロワット時といたします。

【欠測補完フロー図】



- 均等配分補正は、特例計量器等の故障や通信不具合などにより30分値が正しく計量できない場合に適用いたします。
- 具体的には、欠測期間の電力量を欠測期間における30分ごとの電力量として均等に配分いたします。

コマ	23:30～ 0:00	0:00～ 0:30	0:30～ 1:00	1:00～ 1:30	1:30～ 2:00	2:00～ 2:30	2:30～ 3:00	3:00～ 3:30	3:30～ 4:00
指示数	100	130	140	180	210	欠測		270	310



No	用語	定義
1	高圧受電点基準値	受電電圧が高圧または特別高圧の受電点において需要リソースを用いて受電点参入する場合の当該需要リソースが調整を行わない場合に想定される 所属小売電気事業者コード 単位かつ30分ごとの需要電力量を属地エリアの「託送供給等約款」で定める損失率で修正した計画（キロワット時）
2	低圧受電点基準値	受電電圧が低圧の受電点において需要リソースを用いて受電点参入する場合の当該需要リソース（需要リソースを束ねて群リソースとして調整力を供出する場合には当該群リソース）が調整を行わない場合に想定される 所属小売電気事業者コード 単位（ 当該需要リソースが属する受電点において発電量調整供給契約を締結している場合には所属小売電気事業者コードおよび所属発電BGコード単位 ）かつ30分ごとの需要電力量を属地エリアの「託送供給等約款」で定める損失率で修正した計画（キロワット時）
3	高圧機器点基準値 （アセス用）	受電電圧が高圧または特別高圧の受電点に属する機器点において需要リソースを用いて機器点参入する場合の当該需要リソースが調整を行わない場合に想定される機器点単位かつ30分ごとの需要電力量を変圧器のロス率および属地エリアの「託送供給等約款」で定める損失率で修正した計画（キロワット時）
4	高圧機器点基準値 （調整電力量用・機器端）	受電電圧が高圧または特別高圧の受電点に属する機器点において需要リソースを用いて機器点参入する場合の当該需要リソースが調整を行わない場合に想定される機器点単位かつ30分ごとの需要電力量の計画（キロワット時）
5	低圧機器点基準値	受電電圧が低圧の受電点に属する機器点において需要リソースを用いて機器点参入する場合の当該需要リソース（需要リソースを束ねて群リソースとして調整力を供出する場合には当該群リソース）が調整を行わない場合に想定される 所属小売電気事業者コード 単位（ 当該需要リソースが属する受電点において発電量調整供給契約を締結している場合には所属小売電気事業者コードおよび所属発電BGコード単位 ）かつ30分ごとの需要電力量の計画（キロワット時）（計画時点の受電点での潮流が順潮流の場合は、属地エリアの「託送供給等約款」で定める損失率も考慮する）

No	用語	定義
6	受電点需要計画	受電電圧が高圧または特別高圧の地点において機器点参入するリソースが調整を行わない場合に想定される受電点の需要計画（キロワット時）。ただし、当面の間、当該計画の提出は不要とする
7	高圧機器点発電基準値（アセス用）	受電電圧が高圧または特別高圧の受電点に属する機器点において発電リソースを用いて機器点参入する場合の当該発電リソースが調整を行わない場合に想定される機器点単位かつ30分ごとの発電電力量を変圧器のロス率で修正した計画（キロワット時）
8	高圧機器点発電基準値（調整電力量用・機器端）	受電電圧が高圧または特別高圧の受電点に属する機器点において発電リソースを用いて機器点参入する場合の当該発電リソースが調整を行わない場合に想定される機器点単位かつ30分ごとの発電電力量の計画（キロワット時）
9	高圧機器点発電上限	受電電圧が高圧または特別高圧の受電点に属する機器点において発電リソースを用いて機器点参入する場合の発電上限を変圧器のロス率で修正した機器点単位かつ30分ごとの発電可能な最大量（キロワット時）
10	低圧機器点発電基準値	受電電圧が低圧の受電点に属する機器点において発電リソースを用いて機器点参入する場合の当該発電リソース（発電リソースを束ねて群リソースとして調整力を供出する場合には当該群リソース）が調整を行わない場合に想定される所属小売電気事業者コード単位（当該発電リソースが属する受電点において発電量調整供給契約を締結している場合には所属小売電気事業者コードおよび所属発電BGコード単位）かつ30分ごとの発電電力量の計画（キロワット時）（計画時点の受電点での潮流が順潮流の場合は、属地エリアの「託送供給等約款」で定める損失率も考慮する）
11	低圧機器点発電上限	受電電圧が低圧の受電点に属する機器点において発電リソースを用いて機器点参入する場合の当該発電リソース（発電リソースを束ねて群リソースとして調整力を供出する場合には群リソース）の発電上限を変圧器のロス率で修正した所属小売電気事業者コード単位（当該発電リソースが属する受電点において発電量調整供給契約を締結している場合には所属小売電気事業者コードおよび所属発電BGコード単位）かつ30分ごとの発電可能な最大量（キロワット時）（計画時点の受電点での潮流が順潮流の場合は、属地エリアの「託送供給等約款」で定める損失率も考慮する）

- ΔkW のアセスメントおよび調整電力量の算定に使用するために、以下の計画等を提出していただきます。
- 各商品において提出が必要な計画等は、「2-6.発電販売計画および基準値計画の提出方法」をご確認ください。

（三次調整力②の場合）

	参入地点	電圧階級	アセスメントⅠ	アセスメントⅡ	調整電力量
単独発電機で約定した場合	—		発電販売計画	同左	同左
需要家リスト・パターンで約定した場合	受電点	高圧以上	高圧受電点基準値	同左	同左
		低圧	低圧受電点基準値	同左	同左
	機器点	高圧以上	高圧機器点基準値(アセス用)	同左	高圧機器点基準値(調整電力量用・機器端)
		低圧	低圧機器点基準値	同左	低圧機器点基準値
発電機リスト・パターンで約定した場合	受電点	高圧以上	発電販売計画	同左	同左
		低圧	発電計画合計 発電上限合計	発電計画合計	発電計画合計
	機器点	高圧以上	高圧機器点発電基準値 (アセス用) 高圧機器点発電上限	高圧機器点発電基準値 (アセス用)	高圧機器点発電基準値 調整電力量用・機器端)
		低圧	低圧機器点発電基準値 低圧機器点発電上限	低圧機器点発電基準値	低圧機器点発電基準値



	参入地点	電圧階級	アセスメントⅠ	アセスメントⅡ	調整電力量
ネガボジリストパターンで約定した場合	受電点	高圧以上	（発電リソースを用いる場合） 発電販売計画 （需要リソースを用いる場合） 高圧受電点基準値 （発電リソースおよび需要リソースを用いる場合、ネガボジ型リソースを用いる場合） 発電販売計画、高圧受電点基準値	同左	同左
		低圧	（発電リソースを用いる場合） 発電計画合計、発電上限合計 （需要リソースを用いる場合） 低圧受電点基準値 （発電リソースおよび需要リソースを用いる場合、ネガボジ型リソースを用いる場合） 発電計画合計、発電上限合計および低圧受電点基準値	（発電リソースを用いる場合） 発電計画合計 （需要リソースを用いる場合） 低圧受電点基準値 （発電リソースおよび需要リソースを用いる場合、ネガボジ型リソースを用いる場合） 発電計画合計、低圧受電点基準値	同左
	機器点	高圧以上	（発電リソースを用いる場合） 高圧機器点発電基準値(アセス用)、 高圧機器点発電上限 （需要リソースを用いる場合） 高圧機器点基準値(アセス用) （発電リソースおよび需要リソースを用いる場合、ネガボジ型リソースを用いる場合） 高圧機器点発電基準値(アセス用)、 高圧機器点発電上限、高圧機器点基準値(アセス用)	（発電リソースを用いる場合） 高圧機器点発電基準値(アセス用) （需要リソースを用いる場合） 高圧機器点基準値(アセス用) （発電リソースおよび需要リソースを用いる場合、ネガボジ型リソースを用いる場合） 高圧機器点発電基準値(アセス用)、 高圧機器点基準値(アセス用)	（発電リソースを用いる場合） 高圧機器点発電基準値(調整電力量用・機器端) （需要リソースを用いる場合） 高圧機器点基準値(調整電力量用・機器端) （発電リソースおよび需要リソースを用いる場合、ネガボジ型リソースを用いる場合） 高圧機器点発電基準値(調整電力量用・機器端)
		低圧	（発電リソースを用いる場合） 低圧機器点発電基準値 低圧機器点発電上限 （需要リソースを用いる場合） 低圧機器点基準値 （発電リソースおよび需要リソースを用いる場合、ネガボジ型リソースを用いる場合） 低圧機器点発電基準値 低圧機器点発電上限 低圧機器点基準値	（発電リソースを用いる場合） 低圧機器点発電基準値 （需要リソースを用いる場合） 低圧機器点基準値 （発電リソースおよび需要リソースを用いる場合、ネガボジ型リソースを用いる場合） 低圧機器点発電基準値 低圧機器点基準値	同左



- 受電電圧が高圧または特別高圧で機器点参入する場合、各リソースの調整電力量は以下のとおり算定いたします。

受電点の電圧	調整力 供出点	算定式
高圧及び特別高 圧	機器点	【リソースごとに調整力を算定】 <仕訳点における発電・需要リソースの調整力算出※1>…① ○機器点が発電リソースの場合 ・調整力(発電リソース)=(発電実績(機器点の逆潮流)-高圧機器点発電基準値(調整電力量用・機器端))×(1-Tr2ロス率) ○機器点が需要リソースの場合 ・調整力(需要リソース)=(高圧機器点基準値(調整電力量用・機器端)-需要実績(機器点の順潮流))/(1-Tr2ロス率) ※1 1地点で複数の機器点が存在する場合、リソース種別ごとに各機器点の調整力を合算のうえ調整力の総量を算定する。 <仕訳点で調整力の仕分け>…② ○受電点の発電実績あり・需要実績なしの場合 ・調整力(発電・仕訳点)=MIN(発電実績(受電点の逆潮流)/(1-Tr1ロス率), 調整力(発電リソース)+調整力(需要リソース)) ・調整力(需要・仕訳点)=調整力(発電リソース)+調整力(需要リソース)-調整力(発電・仕訳点) ○受電点の発電実績なし・需要実績ありの場合※2 ・調整力(需要・仕訳点)=MAX(-需要実績(受電点の順潮流)×(1-Tr1ロス率), 調整力(発電リソース)+調整力(需要リソース)) ・調整力(発電・仕訳点)=調整力(発電リソース)+調整力(需要リソース)-調整力(需要・仕訳点) ○受電点の発電・需要双方に実績がある場合、または受電点にて発電・需要双方に実績がない場合※2 ・調整力(発電・仕訳点)=調整力(発電・発電リソース・仕訳点)+調整力(発電・需要リソース・仕訳点) ・調整力(需要・仕訳点)=調整力(需要・発電リソース・仕訳点)+調整力(需要・需要リソース・仕訳点) 【発電リソース】 ・調整力(発電・発電リソース・仕訳点)=MIN(発電実績(受電点の逆潮流)/(1-Tr1ロス率), 調整力(発電リソース)) ・調整力(需要・発電リソース・仕訳点)=調整力(発電リソース)-調整力(発電・発電リソース・仕訳点) 【需要リソース】 ・調整力(需要・需要リソース・仕訳点)=MAX(-需要実績(受電点の順潮流)×(1-Tr1ロス率), 調整力(需要リソース)) ・調整力(発電・需要リソース・仕訳点)=調整力(需要リソース)-調整力(需要・需要リソース・仕訳点) ※2 発電量調整供給契約無しの場合における算定式は以下のとおり。 ・調整力(需要・仕訳点)=調整力(発電リソース)+調整力(需要リソース) ・調整力(発電・仕訳点)=0 <調整電力量を送端に変換>…③ ・調整力(発電)=Round(調整力(発電・仕訳点)×(1-Tr1ロス率), 0) ・調整力(需要)=Round(調整力(需要・仕訳点)/(1-Tr1ロス率)/(1-約款損失率), 0) <発電・需要の調整力を合算し地点単位の調整力を算定※3>…④ ・調整力(総量)=調整力(発電)+調整力(需要) ※3 1地点に複数の取引会員が機器点で需給調整市場へ参入した場合においては、受電点における調整力の総量を仕訳点における調整力の比率で各取引会員ごとに按分する。



- 受電電圧が低圧の場合、各リソースの調整電力量は以下のとおり算定いたします。

受電点の電圧	調整力 供出点	算定式
低圧	受電点	【小売電気事業者ごとに調整力を算定】 ・調整力(小売) = 調整力(小売・発電) + 調整力(小売・需要) <発電リソースの調整力> ・調整力(小売・発電) = Σ 発電実績 - 発電計画合計 <需要リソースの調整力> ・調整力(小売・需要) = 低圧受電点基準値 - Σ 需要実績 / (1 - 約款損失率) - Σ 需要抑制計画
	機器点	【小売電気事業者ごとに調整力を算定】 ・調整力(小売) = 調整力(小売・発電) + Σ 調整力(小売・需要) <発電リソースの調整力> ・調整力(小売・発電) = Σ 発電実績^{※1} - 低圧機器点発電基準値 ※1 発電量調整供給契約有りおよび受電点の計量器に逆潮流がある場合：発電実績 = 計量値(機器点の逆潮流) その他の場合：発電実績 = 計量値(機器点の逆潮流) / (1 - 約款損失率) <需要リソースの調整力> ・調整力(小売・需要) = 低圧機器点基準値 - Σ 需要実績^{※2} ※2 発電量調整供給契約有りおよび受電点の計量器に逆潮流がある場合：需要実績 = 計量値(機器点の順潮流) その他の場合：需要実績 = 計量値(機器点の順潮流) / (1 - 約款損失率)

<仕訳点における発電・需要リソースの調整力算出>…①

- 調整力(発電リソース) = (発電実績(機器点の逆潮流) - 高圧機器点発電基準値(調整電力量用・機器端)) × (1 - Tr2ロス率)
- 調整力(需要リソース) = (高圧機器点基準値(調整電力量用・機器端) - 需要実績(機器点の順潮流)) / (1 - Tr2ロス率)

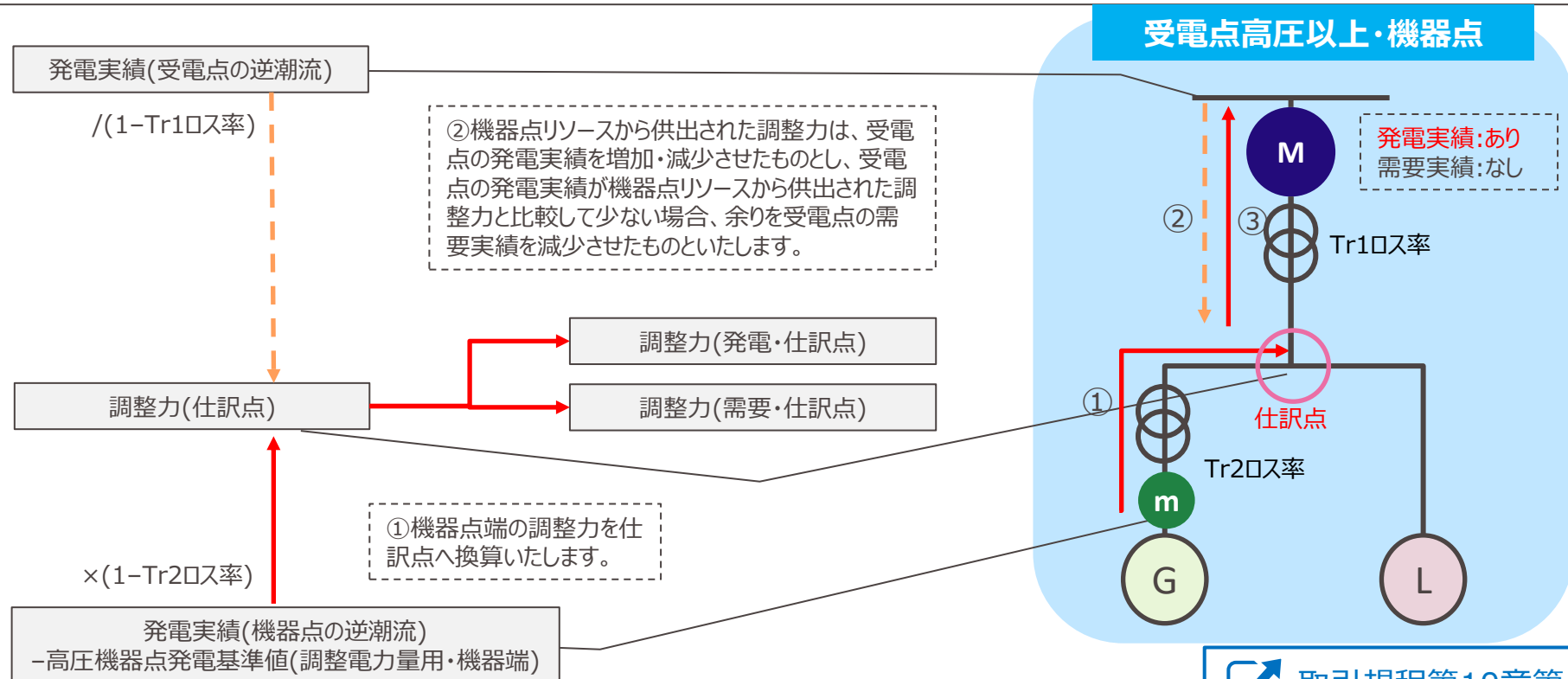
<仕訳点で調整力の仕分け>…②

○受電点の発電実績あり・需要実績なしの場合

- 調整力(発電・仕訳点) = MIN(発電実績(受電点の逆潮流) / (1 - Tr1ロス率), (調整力(発電リソース) + 調整力(需要リソース)))
- 調整力(需要・仕訳点) = MAX(調整力(発電リソース) + 調整力(需要リソース)) - 調整力(発電・仕訳点), 0)

<調整力を送端に変換>…③

- 調整力(発電) = Round(調整力(発電・仕訳点) × (1 - Tr1ロス率), 0)
- 調整力(需要) = Round(調整力(需要・仕訳点) / (1 - Tr1ロス率) / (1 - 約款損失率), 0)



- 低圧受電点で需給調整市場に参入した場合においては、リソースが属する小売電気事業者かつ発電BGごとに実績を積み上げたうえ、調整力を算定いたします。

【所属小売電気事業者コード単位に調整力を合算】

・調整力 = 調整力(発電) + 調整力(需要)

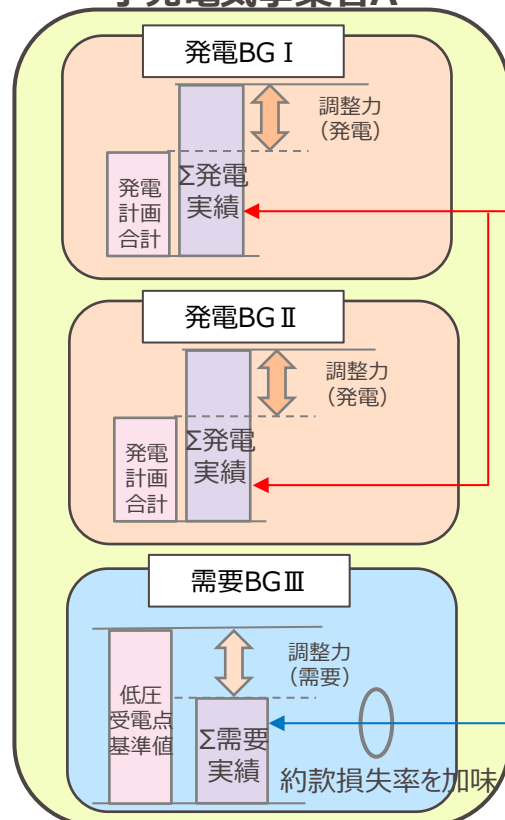
<発電リソースの調整力>

・調整力(発電) = Σ 発電実績 - 発電計画合計

<需要リソースの調整力>

・調整力(需要) = 低圧受電点基準値 - Σ 需要実績 / (1 - 約款損失率) - 合計需要抑制計画

小売電気事業者A

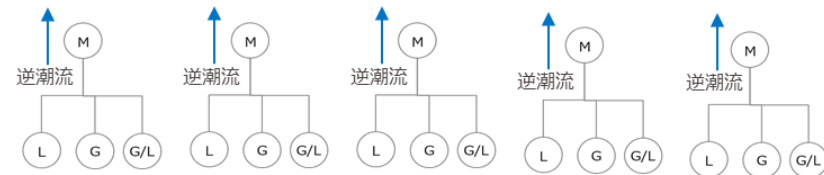


受電点の逆潮流： ←

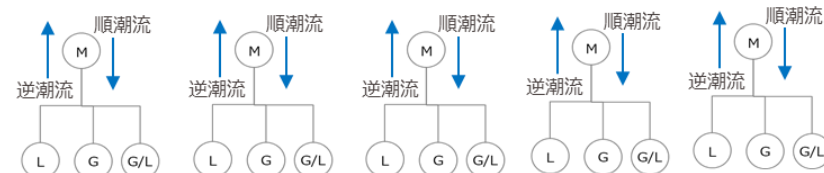
受電点の順潮流： ←

ポジリソース

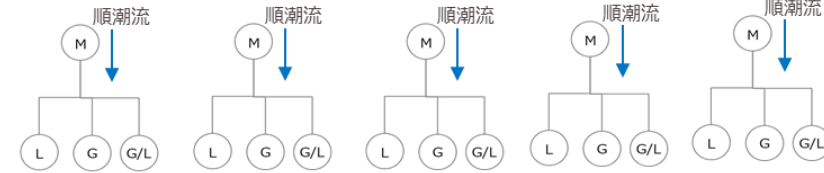
受電点低圧・受電点



ネガポジリソース



ネガリソース



- 低圧機器点で需給調整市場に参入した場合においては、リソースが属する小売電気事業者ごとかつ発電BGごとの実績を積み上げたうえ、調整力を算定いたします。

【所属小売電気事業者コード単位に調整力を合算】

・調整力 = 調整力(発電) + 調整力(需要)

<発電リソースの調整力>

・調整力(発電) = Σ 発電実績 $\times 1$ - 低圧機器点発電基準値

※1 発電量調整供給契約有り及び受電点の計量器に逆潮流がある場合：発電実績 = 計量値(機器点の逆潮流)

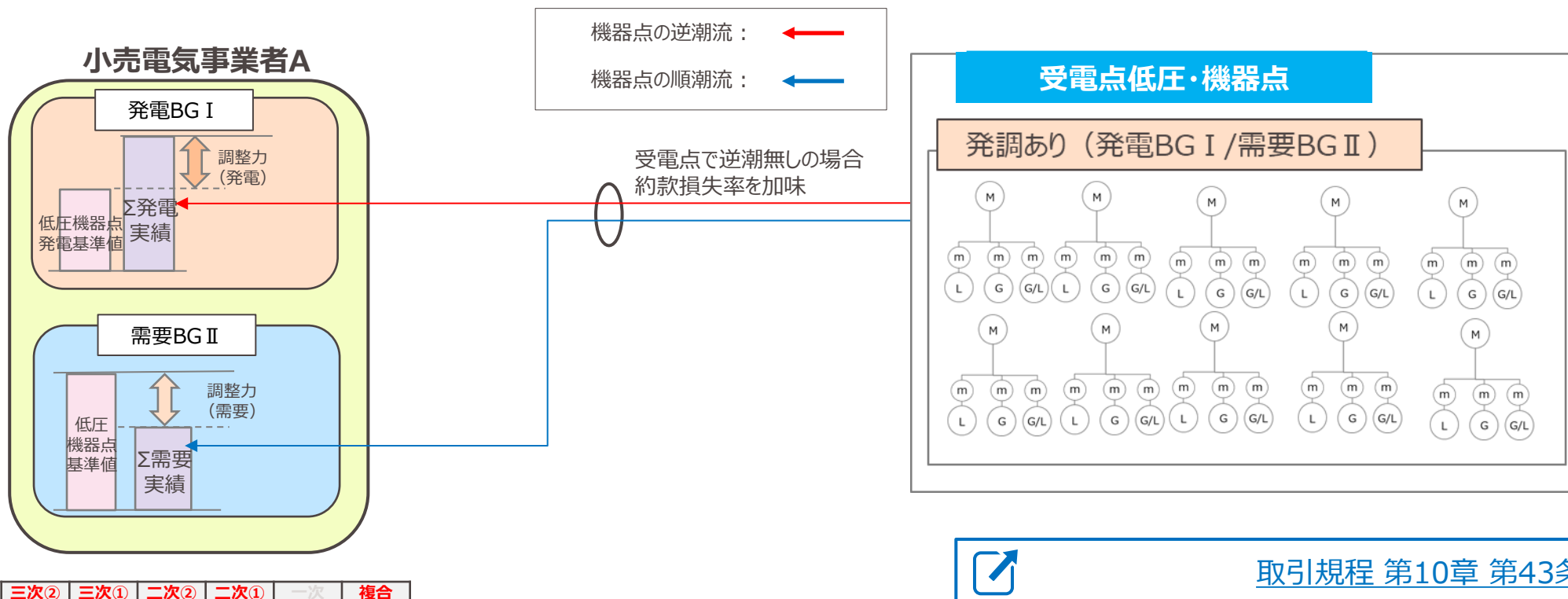
その他の場合：発電実績 = 計量値(機器点の逆潮流) / (1 - 約款損失率)

<需要リソースの調整力>

・調整力(需要) = 低圧機器点基準値 - Σ 需要実績 $\times 2$

※2 発電量調整供給契約有り及び受電点の計量器に逆潮流がある場合：需要実績 = 計量値(機器点の順潮流)

その他の場合：需要実績 = 計量値(機器点の順潮流) / (1 - 約款損失率)



2. 具体的な方法と注意事項

2 - 1 . 市場参入・資格審査

- 需給調整市場へ参入を希望される事業者は、本取引所のHPより下記の帳票をダウンロード・記入の上、添付書類と合わせて、郵送にて提出※いただく必要があります。

※入札を計画されているエリアに関わらず、本取引所事務局に提出ください。
(エリアごとに提出いただく必要はありません。)

【本取引所のHPよりダウンロード・記入いただく帳票】

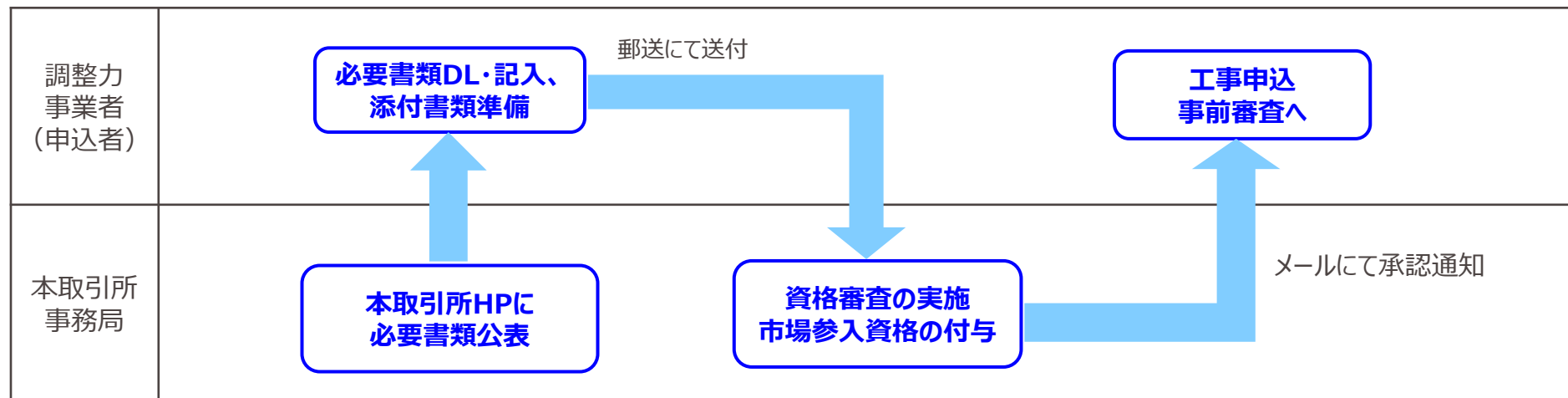
①需給調整市場参加申込書 ②取引会員適格誓約書 ③純資産額調書

【添付書類】(事業者にご準備いただきます)

④登記事項証明書(6ヶ月以内に発行されたもの) ⑤貸借対照表(直近事業年度のもの)

- 審査結果については、本取引所事務局より事業者へ「取引会員資格審査結果通知書」をメールにて通知させていただきます。

【事前審査フロー概要】



市場参入・資格審査フローの詳細、必要書類の一覧は「別紙」をご覧ください。



2 - 2. 事前審査（共通）

- 取引会員は、事前審査および本市場における取引に必要な関係諸元として、以下のデータを事前審査までに需給調整市場システム（MMS）に登録していただきます。
 - (1) 事業者概要データ
 - (2) 電源等審査用データ（試験成績書または稼働実績データ等の事前審査に必要な書類）
 - (3) 電源等データ
 - (4) 発電機リスト・パターン、需要家リスト・パターン※またはネガポジリスト・パターン※

※ 小売電気事業者とアグリゲータ間で必要な時期までにネガワット調整金契約を締結のうえ、申込・取引をお願いいたします。

三次②	三次①	二次②	二次①	一次	複合

- 需給調整市場システムに提出いただく各リスト・パターンファイルは、「需給調整市場各リスト・パターン等受領業務ビジネスプロトコル標準規格」に準拠したXMLファイルとします。
- 必要により、エクセルシートからXMLファイルに変換する入力支援ツールをご活用ください。

【各リスト・パターン入力支援ツール記載例（発電機リスト・パターンの場合）】 ※画面は今後変更となる可能性があります

□ : 必須入力箇所
□ : 自動入力箇所

需要家数/発電所数変更	対象各リスト・パターン	001	読込ファイル名	
各リスト・パターンXML読込	供出可能量 (kW)	15,000	出力先	
各リスト・パターンXML出力	適用開始希望年月日	20260401		
XMLファイル妥当性検証	基本情報			
マスタファイル読込	コード		名称 [▲]	
終了(上書保存)	情報区分	0232	各リスト・パターン(三次②〜一次)	
	提出先事業者	10033	東京電力PG	
	送信事業者	8***3	*****アグリゲータ	
	提出者(アグリゲータ用系統コード)	4Y003	*****アグリゲータ	
	運用モード	通常		

需要家/発電所					
NO	参入点	参入点の供出方法	地点名称	場所(住所)	電圧区分(受電点)
1	受電点	ボジワット	東京工場	東京都大田区○-○-○	高压
2	受電点	ボジワット	神奈川工場	神奈川県川崎市△-△-△	高压
3	受電点	ボジワット	千葉工場	千葉県千葉市●-●-●	高压
4	受電点	ボジワット	埼玉工場	埼玉県さいたま市◎-◎-◎	高压
5	機器点	ボジワット	群馬住宅	群馬県太田市□-□-□	低压
6	機器点	ボジワット	栃木住宅	栃木県宇都宮市▲-▲-▲	低压
7	機器点	ボジワット	茨城住宅	茨城県土浦市◇-◇-◇	低压
8	機器点	ボジワット	静岡住宅	静岡県沼津市×-×-×	低压

任意に
増減
可能



- 各リスト・パターン入力支援ツールの記載項目と利用用途等は以下のとおりです。
- なお、参入点が受電点のネガポジ型リソースの場合、参入点の供出方法をネガワットとポジワットにデータを分け、それぞれ提出いただきます。

記載項目	利用用途
参入点情報	参入点および参入点における供出方法を特定するため。
地点名称および場所（住所）	各地点特定番号に対する突合わせに利用するため。
電圧区分（受電点）	リソースごとの対象となる損失率を特定するため。（リソースの受電点電圧を記載）
群コード	群内のリソースにおける参入点および小売電気事業者等が同一であることを確認するため。
供給地点特定番号	リソースの受電点情報を確認するため。
契約電力（kW）	入札量上限と、大小関係を確認するため。
所属小売電気事業者情報	インバランス算定において対象となる調整電力量を需要リソースへ電気を供給する小売電気事業者の需要実績へ加算するため。
所属需要抑制BG情報	対象の需要リソースが需要抑制契約を締結している場合で、同時に需要抑制指令が発動した際に、精算時に需要抑制量を切り分けるため。
受電地点特定番号	リソースの受電点情報を確認するため。
契約受電電力（kW）	入札量上限と、大小関係を確認するため。
電源種別、発電方式、火力燃料種別	調整電源の運用状況の確認を行うため。
系統コード	広域機関に提出された発電販売計画を確認するため。
所属発電事業者情報、所属発電BG情報	広域機関に提出された発電販売計画を確認するため。
機器点特定番号	リソースの機器点情報を確認するため。
再エネ対象電源の有無	対象地点において再生可能エネルギーの固定価格買取制度の対象電源が含まれているかを確認するため。
揚水等特措の適用有無	属地TSOの定める託送供給等約款における、揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置の適用有無を確認するため。
変圧器情報	機器点における変圧器ロス率を確認するため。



- 各リスト・パターン入力支援ツールにおける参入点情報および電圧区分（受電点）に応じた入力対象項目は以下のとおりです。

【凡例】●：必須項目、▲：条件付き必須項目※1、－：入力不要

ケース		受電点/ ネガワット/ 特高・高圧	受電点/ ネガワット/ 低圧	受電点/ ポジワット/ 特高・高圧	受電点/ ポジワット/ 低圧	機器点/ ネガワット・ポジワット・ネガボジ/ 特高・高圧	機器点/ ネガワット・ポジワット・ネガボジ/ 低圧
参入点 情報	参入点 参入点の供出方法	受電点	受電点	受電点	受電点	機器点	機器点
地点名称	ネガワット	●	●	●	●	●	●
場所（住所）		●	●	●	●	●	●
電圧区分（受電点）		特高／高圧	低圧	特高／高圧	低圧	特高／高圧	低圧
群コード		－	▲※4	－	▲※4	－	▲※4
供給地点特定番号		●	●	－	－	●	●
契約電力（kW）※2		●	●	－	－	●	●
所属小売 事業者情報	所属小売事業者コード	●	●	－	●	●	●
	所属小売事業者名称	●	●	－	●	●	●
所属需要 抑制BG情報	所属需要抑制BGコード	▲※5	▲※5	－	－	▲※7	▲※7
	所属需要抑制BG名称	▲※5	▲※5	－	－	▲※7	▲※7
受電地点特定番号		－	－	●	●	▲※8	▲※8
契約受電電力（kW）※3		－	－	●	●	▲※8	▲※8
電源種別		－	－	●	●	▲※8	▲※8
発電方式		－	－	●	●	▲※8	▲※8
火力燃料種別		－	－	●	●	▲※8	▲※8
系統コード		－	－	●	●	▲※8	▲※8
所属発電 事業者情報	所属発電事業者コード	－	▲※6	●	●	▲※8	▲※8
	所属発電事業者名称	－	▲※6	●	●	▲※8	▲※8
所属発電 BG情報	所属発電BGコード	－	▲※6	●	●	▲※8	▲※8
	所属発電BG名称	－	▲※6	●	●	▲※8	▲※8
機器点特定番号		－	－	－	－	●	●
再エネ対象電源の有無		－	－	－	－	●	●
揚水等特措の適用有無		●	●	●	●	●	●
変圧器 情報	相数 1	－	－	－	－	●	－
	一次電圧 1	－	－	－	－	▲※9	－
	二次電圧 1	－	－	－	－	▲※9	－
	容量 1	－	－	－	－	▲※9	－
	変圧器ロス 1	－	－	－	－	▲※9	－
	相数 2	－	－	－	－	●	－
	一次電圧 2	－	－	－	－	▲※10	－
	二次電圧 2	－	－	－	－	▲※10	－
	容量 2	－	－	－	－	▲※10	－
	変圧器ロス 2	－	－	－	－	▲※10	－

※1 「▲」の項目は対象が存在する場合に必須で登録

※2 契約電力（kW）は以下の内容で入力

＜参入点が「受電点」の場合＞

・参入点の供出方法がネガワットにおける託送供給等約款上の契約電力（キロワット）

＜参入点が「機器点」の場合＞

・参入点の供出方法がネガワットまたはネガボジの地点（ネガボジの場合は、ネガ側）における機器点リソースの最大消費電力（キロワット）

※3 契約受電電力（kW）は以下の内容で入力

＜参入点が「受電点」の場合＞

・参入点の供出方法がポジワットにおける託送供給等約款上の契約受電電力（キロワット）

＜参入点が「機器点」の場合＞

・参入点の供出方法がポジワットまたはネガボジの地点（ネガボジの場合は、ボジ側）における当該機器点リソースで供出できる電力の最大値（キロワット）

※4 群リソースに属している場合に必須で登録

※5 需要抑制BGに属している場合に必須で登録

※6 発電BGに属している場合に必須で登録

※7 当該機器点が紐づく受電点が必要抑制BGに属している場合に必須で登録

※8 当該機器点が紐づく受電点が発電BGに属している場合に必須で登録

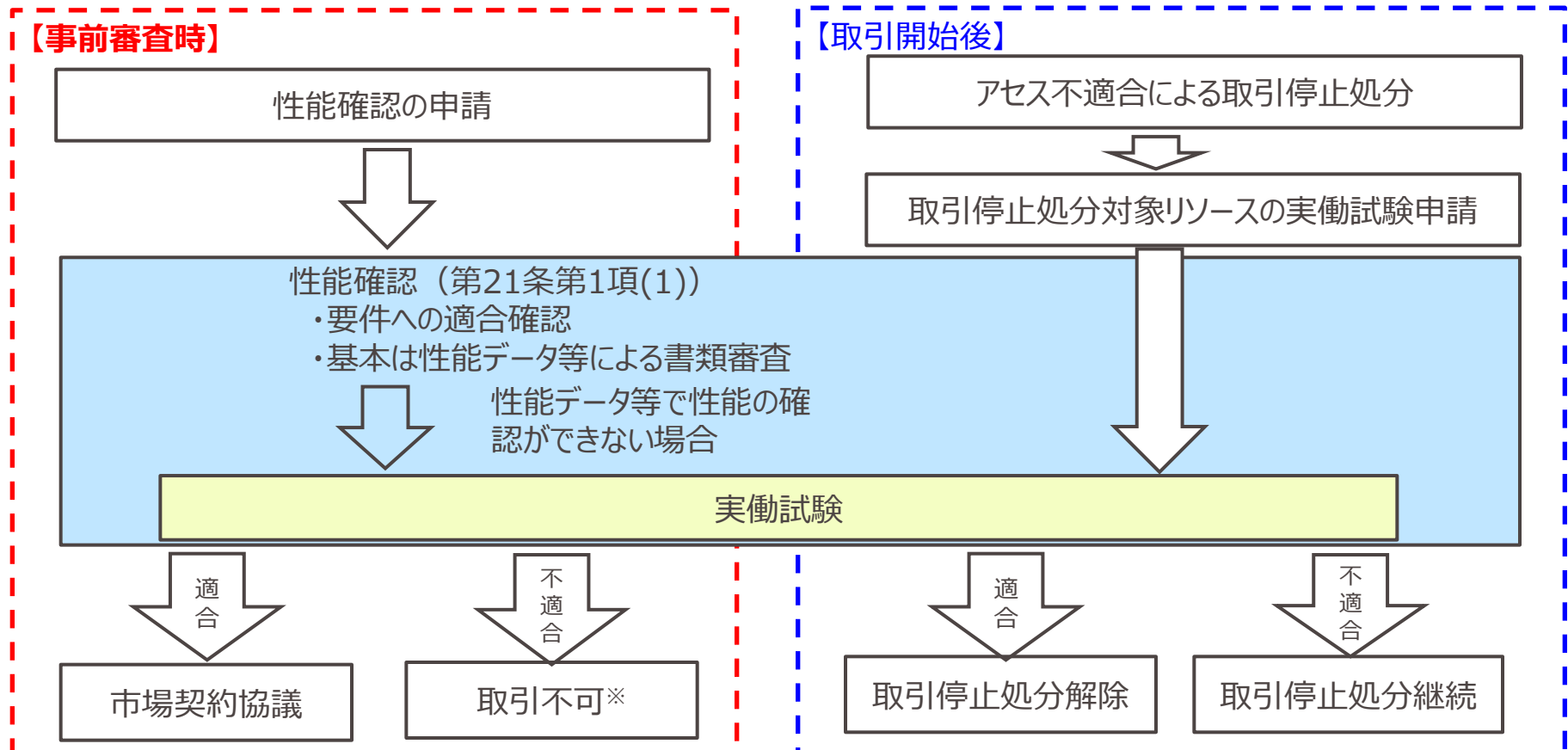
※9 「相数1」が「1(単相)または2(三相)」の場合に必須で登録

※10 「相数2」が「1(単相)または2(三相)」の場合に必須で登録



- 単独発電機で参入を希望される場合、以下の確認を実施いたします。
 - ✓ 取引会員は、関係諸元の提出時に希望する商品の性能確認の申請を行い、属地TSOは提出された単独発電機が第26条（取引対象の ΔkW ）に定める当該商品の要件に適合していることを確認（以下、「性能確認」といいます。）します。

【性能確認の体系】



※ 不合格となります。事業者に再審査の意向がある場合、具体的改善を併せて示すことにより、再度、性能確認の申請を行うことは可能です。

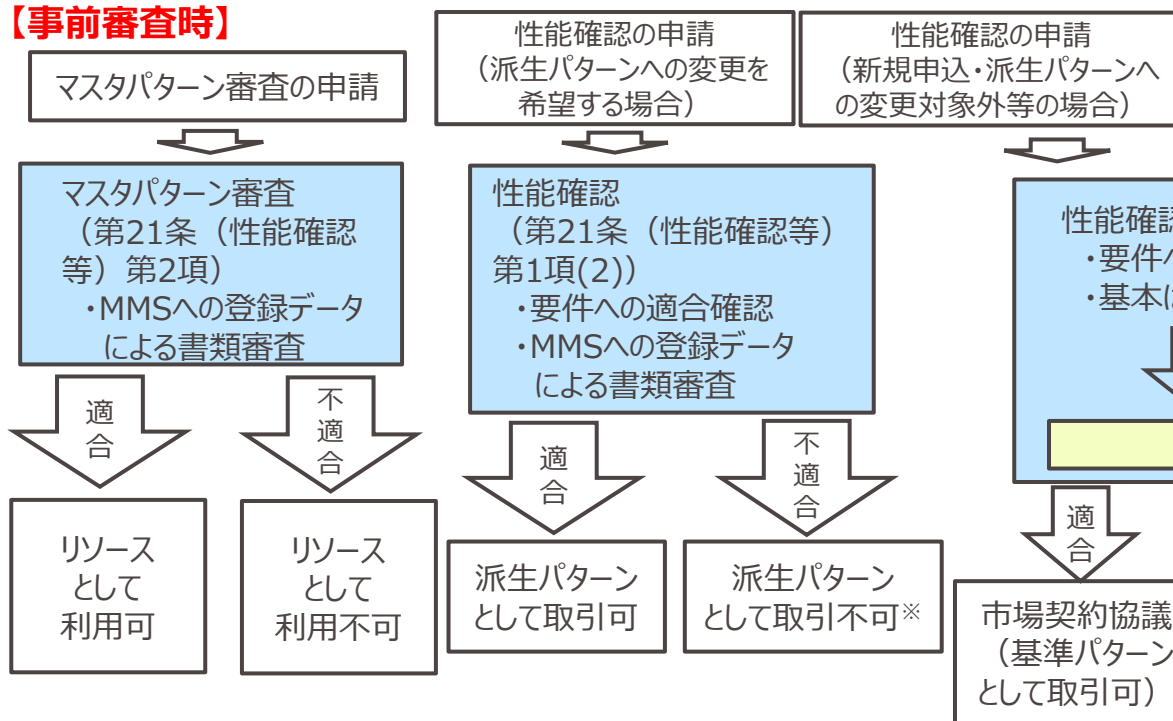


- 各リスト・パターンで参入を希望される場合、以下の確認を実施いたします。

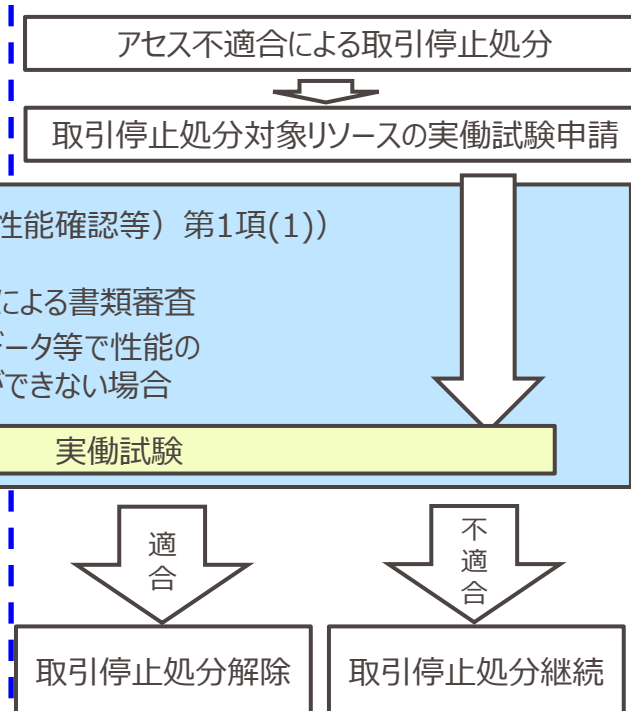
- ✓ 取引会員は、各リスト・パターンに用いるリソースについて、マスタパターンに登録のうえ、関係諸元と併せて申請を行い、属地TSOは登録されたマスタパターンに含まれるリソースについて、当該マスタパターンと同一の系統コードにおける各リスト・パターンのリソースとして用いることが可能であることを確認（以下、「マスタパターン審査」といいます。）します。
- ✓ 取引会員は、マスタパターン審査に合格したリソースにて各リスト・パターンを構成のうえ、関係諸元の提出時に希望する商品の性能確認の申請を行い、属地TSOは提出された各リスト・パターンに含まれるリソースについて性能確認を行います。

【性能確認等の体系】

【事前審査時】



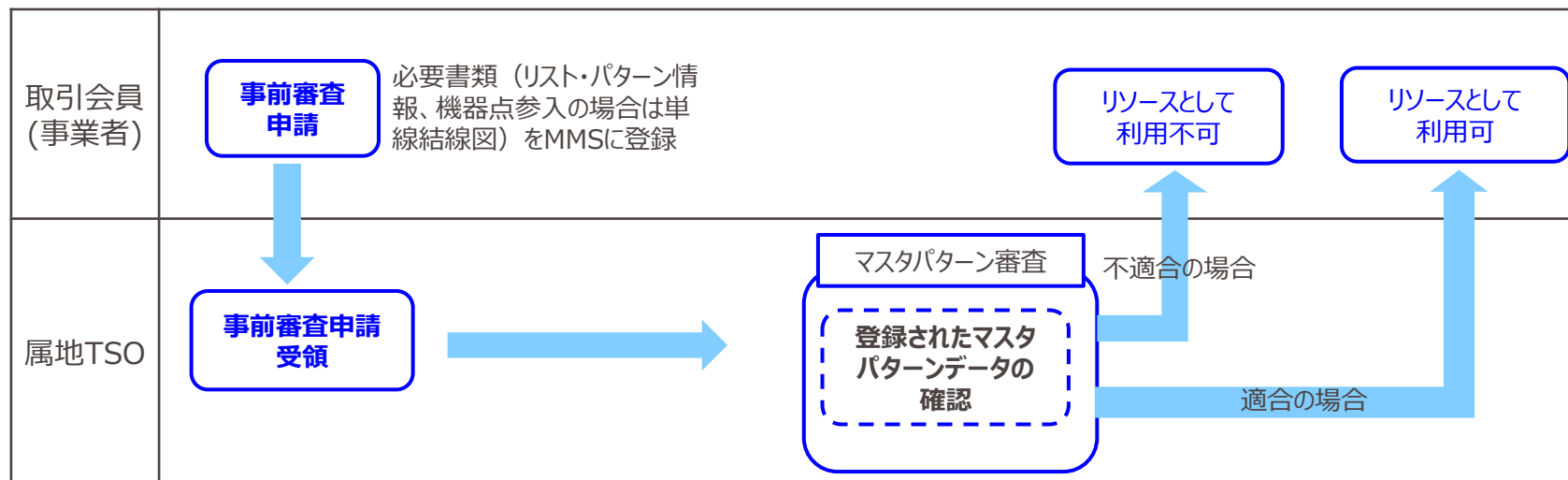
【取引開始後】



※不合格となります。事業者には再審査の意向がある場合、具体的改善を併せて示すことにより、再度、性能確認の申請を行うことは可能です。

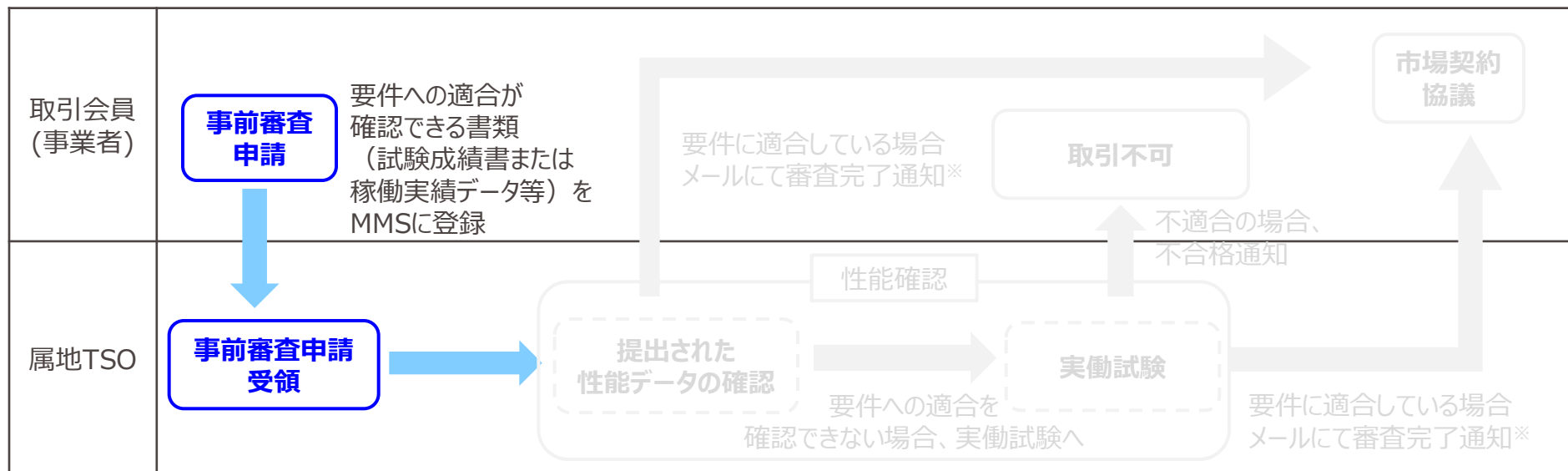


- 取引会員はMMSを通じて、マスタパターン審査に必要となるデータ（以下、「マスタパターンデータ」といいます。）を登録および事前審査申請をしていただき、属地TSOは当該申請にもとづき、原則として3ヵ月以内にマスタパターン審査を実施します。
- 属地TSOはマスタパターン内のリソースを当該マスタパターンと同一の系統コードにおける各リスト・パターンに用いることの可否判定を取引会員へ、メールにて通知します。
 - ① 合格していると判断された場合は、当該リソースを各リスト・パターンに用いることが可能となります。
 - ② 合格していることが確認できなかった場合は、各リスト・パターンへの当該リソースの追加は不可となります。
- マスタパターンのパターン番号は500となります。
- マスタパターンの供出可能量はゼロキロワットとなります。
- 合格したマスタパターン内のリソースを変更する場合、再度マスタパターン審査を申請する必要があります。



- 取引会員はMMSを通じて、103スライドに記載の関係諸元を登録および事前審査申請をしていただき、属地TSOは当該申請の対象が単独発電機の場合、または各リスト・パターンにおいてMMSの性能確認省略が「OFF」※の場合、希望する商品の性能確認を第21条（性能確認等）第1項(1)にもとづき実施します。
- 第21条（性能確認等）第1項(1)に定める性能確認では、提出された単独発電機または各リスト・パターンが第26条（取引対象のΔkW）に定める要件に適合していることを提出された性能データにもとづき原則3ヶ月以内に確認します。
- 提出いただく性能データは、各商品のスライドを参照ください。なお、性能データのうち稼働実績データ等については当事者以外（メーカー、請負会社等）が作成したもので現状の機能を反映した最新のものとしていただきます。ただし、実証事業等に活用したデータについては、属地TSOが認めた場合には、当事者が作成したものでも可能とします。

※ 詳細は「2-8. マスタパターンおよび各リスト・パターンの変更」をご参照ください

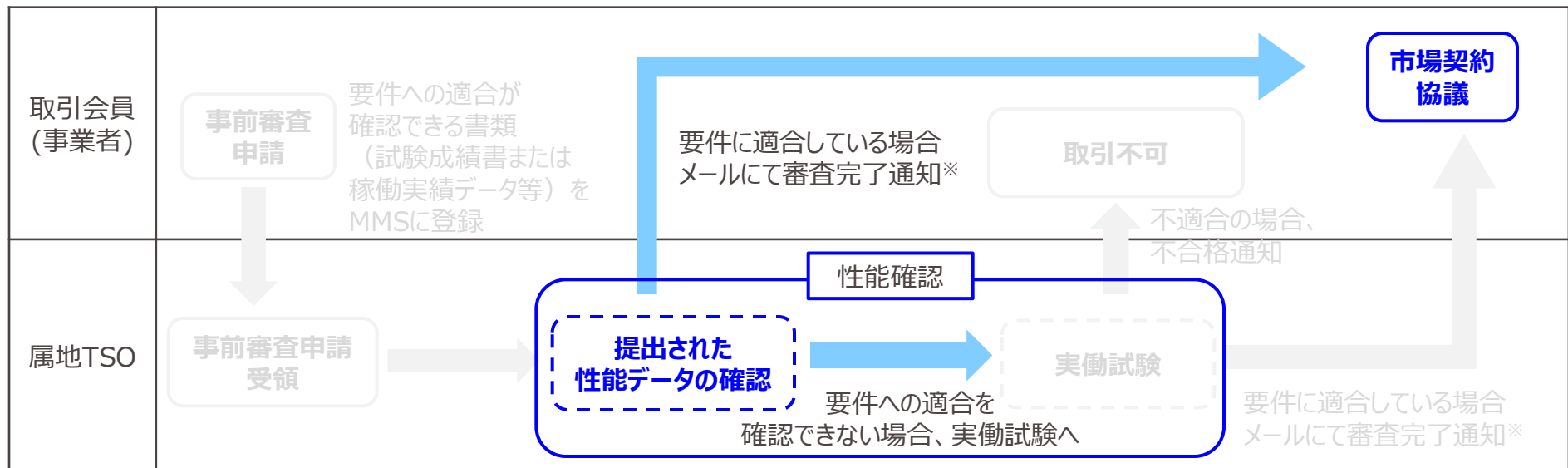


※ MMS上での電源承認は契約締結後に行います。



取引規程 第3章 第21条、第22条

- 第21条（性能確認等）第1項(1)に定める性能確認は、単独発電機の場合は原則ユニットごと、各リスト・パターンを用いる場合は原則各リスト・パターンごとに実施します。なお、需給調整市場システムに登録できる各リスト・パターンの上限は、系統コードごとにそれぞれ499パターンとさせていただきます。（313スライド参照）
- 属地TSOが現地調査の実施や詳細データの提出を求めた場合、取引会員はその求めに応じていただきます。
- 属地TSOは提出された性能データの確認結果を取引会員へ、メールにて通知します。
 - ① 適合していると判断された場合は、取引会員と契約の締結に向けた協議を開始します。
 - ② 適合していることが確認できなかった場合は、取引会員と実働試験に向けた協議を行います。



※ MMS上での電源承認は契約締結後に行います。



- 取引会員にて書類審査用の所定の試験を希望する商品の応動確認用フォーマット【事前審査（書類審査用）】に当該商品の事前審査に必要な粒度ごとの発電計画電力、発電実績、応動実績を入力し、その根拠となる単独発電機の出力変化曲線または運転実績等の性能データを、合わせて提出していただきます。

様式 10-1-1

【単独発電機単位】 応動確認用フォーマット 【事前審査（書類審査用）】

三次調整力②

事業者名	
系統コード	
供出可能量（kW）	
データ取得日	
データ取得時間	～ 1:30
指令回線接続方法	

（作成にあたっての留意事項）

- （１）は広域機関に提出いただいた発電計画の30分kWhを5分平均kWに換算して算出した発電計画電力を入力してください。
例）発電計画 2,000kWh（30分値）の場合、5分平均kWは $2,000 \div 2 = 4,000$ kWhとなります。
- （２）はサンプ リング 周期5分以内で取得した過去の稼働実績データを5分kW値に換算して入力して下さい。
例）発電実績200kWh（5分値）の場合、5分平均kWは $200 \div 5 \times 60 = 2,400$ kWhとなります。
- 当該運転実績等をもって、調整力供出能力・性能の把握が可能な場合、属地エリアの一般送配電事業者の判断において調整力の実動試験または その一部を省略することがあります。

※黄色セルに入力下さい

※データ取得時間は審査前1時間を含めて下さい

※簡易指令システム接続かつ出力変化量指令を選択する場合は

- （１）発電計画電力、（２）発電実績、（３）指令量を入力下さい

簡易指令システム接続かつ出力調整指令（数値指令）を

選択する場合、または専用線オンライン接続の場合は

- （１）発電計画電力、（２）発電実績・指令値を入力下さい

（１）発電計画電力（5分平均kW値）【送電端】

時刻	発電計画電力（kW）
0:00 ～ 0:05	
0:05 ～ 0:10	
0:10 ～ 0:15	

（２）発電実績・指令値（5分平均kW値）【送電端】

時刻	発電実績（kW）	指令値（kW） ※出力調整指令（数値指令）の場合
0:00 ～ 0:05		
0:05 ～ 0:10		
0:10 ～ 0:15		

（３）応動実績・指令量（5分平均kW値）【送電端】

時刻	応動実績（kW） （2）-（1）	指令量（kW） ※出力変化量指令の場合	指令量（kW） ※出力調整指令（数値指令）の場合
0:00 ～ 0:05	0		
0:05 ～ 0:10	0		
0:10 ～ 0:15	0		



- 取引会員にて書類審査用の所定の試験を希望する商品の応動確認用フォーマット【事前審査（書類審査用）】に当該商品の事前審査に必要な粒度ごとの発電計画電力、合計発電計画電力またはベースライン※、実績データ、応動実績を入力し、その根拠となる実証事業等による過去の運転実績等の性能データを、合わせて提出していただきます。

※ 過去の実証事業や稼働実績から商品要件を確認するため、実働試験基準値電力ではなく、ベースラインと記載しております。

様式 10-2-1

【必須】

【発電機リスト・パターン単位】応動確認用フォーマット【事前審査（書類審査用）】

三次調整力②

事業者名	
系統コード	
パターン番号	
供出可能量 (kW)	
データ取得日	
データ取得時間	～ 1:30
指令回線接続方法	

※黄色セルに入力下さい

※データ取得時間は審査前 1 時間を含めて下さい

（作成にあたっての留意事項）

- 広域機関に提出いただいた発電計画に基づく合計発電計画電力、実証事業等による過去の電源等の運転実績について記入してください。
- 当該実績が実証事業等に参照していることを証明できる書類ならびに当該実績の算出した根拠となる書類を提出してください。
- （1）は5分平均kWに換算した合計発電計画電力を入力してください。
例）合計発電計画電力が2,000kWh（30分値）の場合、5分平均kWは $2,000 \div 2 = 4,000$ kWhとなります。
- （2）は「サブリング」周期5分以内で取得した過去の稼働実績データを5分平均kW値に換算して入力して下さい。
例）発電実績200kWh（5分値）の場合、5分平均kWは $200 \div 5 \times 60 = 2,400$ kWhとなります。
- 当該運転実績等をもって、調整力供出能力・性能の把握が可能な場合、属地エリアの一般送配電事業者の判断において調整力の実働試験またはその一部を省略することがあります。

（1）合計発電計画電力（5分平均kW値）【送電端】

時刻	合計発電計画電力 (kW)
0:00 ～ 0:05	
0:05 ～ 0:10	
0:10 ～ 0:15	

（2）発電実績（5分平均kW値）【送電端】

時刻	発電実績 (kW)
0:00 ～ 0:05	
0:05 ～ 0:10	
0:10 ～ 0:15	

（3）応動実績・指令量（5分平均kW値）【送電端】

時刻	応動実績 (kW) (2)-(1)	指令量 (kW)
0:00 ～ 0:05	0	
0:05 ～ 0:10	0	
0:10 ～ 0:15	0	



- 第21条（性能確認等）第1項(1)に定める性能確認で提出いただく資料において、「当事者以外が作成した資料」の解釈は以下のとおりとなります。

「当事者以外が作成した資料」の解釈について

取引規程 の記載	第23条（性能データに関わる提出資料）に定める性能データのうち稼働実績データ等については、 <u>当事者以外が作成したもので</u> 現状の機能を反映した最新のものとする。ただし、実証事業等に活用したデータについて、属地TSOが認めた場合には、当事者が作成したものでも可能とする。	
基本ルール		・法人格が異なっていれば「当事者以外」と判断し、審査書類を採用。
	考え方	・当事者が作成した書類等を採用した場合、第三者の牽制が効かず、<u>適切な審査ができないおそれがあるため、信頼性の懸念があり、他事業者との公平性に欠ける。</u> ・事前審査を加入時点で実施することにより、<u>半永久的に入札資格が与えられる</u>ことから、<u>原則外は認めない。</u> ・実証事業の結果は、「当事者以外が作成した結果」を「当事者以外も確認（認証）した結果」と解釈し認める。 ・当事者しか作成できない場合は、取引規程のとおり<u>実働試験によって対応</u>する。
審査書類の 採用可否	採用可	[試験成績書等] 事業者以外の下記が作成したもの ○ メーカー ○ 請負事業者 ○ 子会社 ○ グループ会社 [稼働実績データ] ○ 事業者が自ら作成していないことが確認できる実績データ (メーカー等事業者以外が保存したものや、システム自動により保存された実績データも採用可) ○ 当事者以外が確認（認証）した実証事業の稼働実績データ
	採用不可	[試験成績書等] × 発電所等で独自に作成した運用マニュアル等 [稼働実績データ] × 事業者が自ら作成し、当事者以外の確認を経っていないことが明らかな実績データ



- 第21条（性能確認等）第1項(1)に定める性能確認で提出いただく資料において、「現状の機能を反映した最新の資料」の判定の考え方は以下のとおりとします。

「現状の機能を反映した最新の資料」の判定の考え方		
取引規程 の記載	第23条（性能データに関わる提出資料）に定める性能データのうち稼働実績データ等については、当事者以外が作成したもので現状の機能を反映した最新のものとする。	
基本ルール	・属地TSOの判断で必要により最新であることの確認を行うが、定期的な確認までは必須としない。	
	考え方	・アセスメントⅡで問題が確認された場合は是正勧告の後、再度の性能確認を求める。

- 第21条（性能確認等）第1項(1)に定める性能確認で提出いただく資料において、稼働実績データ範囲については、各商品の別冊第22条(4)(5)で定めた事項が確認できる性能データを、事業者の判断にて必要分を提出していただきます。
- 複合約定の取引を希望する場合、複合約定を希望する各商品の要件確認が可能な性能データに加え、合成した指令信号への追従が確認できるデータの提出を属地TSOが求める場合がございます。

事業者提出を求めるデータの範囲

取引規程の記載	第23条（性能データに関わる提出資料）に定める性能データのうち稼働実績データ等については、当事者以外が作成したもので現状の機能を反映した最新のものとする。	
基本ルール	・事業者から提出を求めるデータについて、各商品の第22条(4)「応動時間・供出可能量」(5)「継続時間」で定めた事項が確認できるデータを事業者が判断して必要分を提出する。 ・需要リソースの場合、ベースラインは性能確認の対象期間の開始時刻の1時間前までに提出されたものであること。	
	考え方	・市場運営者が性能確認の対象期間（例えば、1日48点、1週間の継続的な記録等）の長さを指定した場合、電源等の運転実績において、「試験a,b,c」※の全ての挙動が一定期間に収まっていない場合が想定され、当該期間のみで応動確認ができない可能性がある。 ・また、対象期間を指定して記録の提出を求めても、事業者が過去の応動において、調整力として使われていなければ、データの多くは審査に活用されない不要なデータとなる。 ・実動試験は1日を想定しており、長期的なスパンでの確認までは行っていない。

※「試験a,b,c」については実働試験実施方法を参照

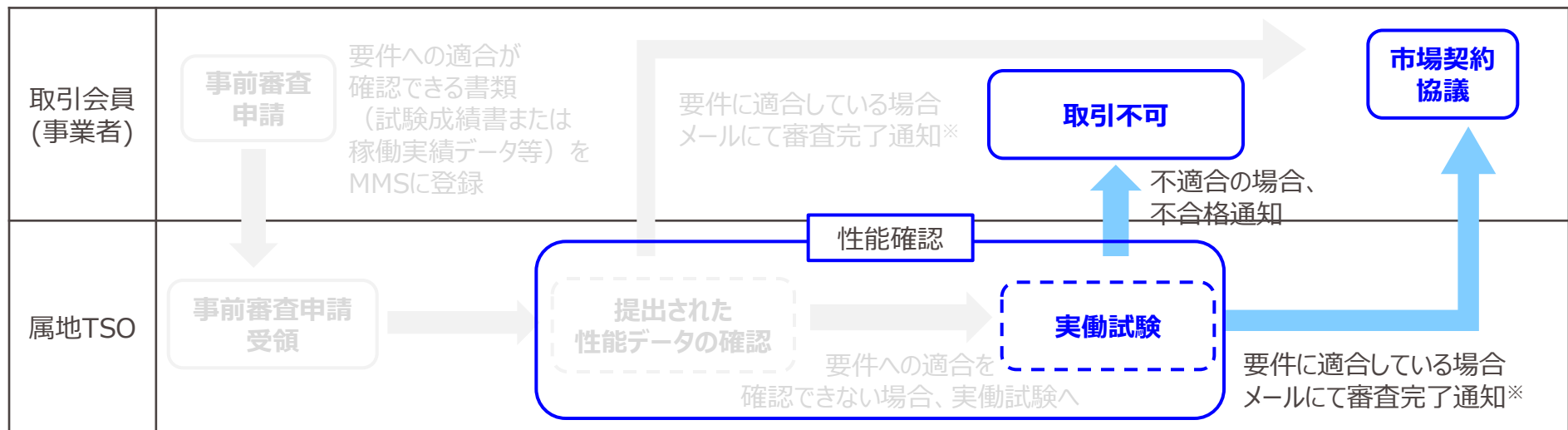
- 原則として定格出力の継続時間が確認できるものを提出いただきますが、制約等により定格出力の継続時間が確認できない場合は、発電上限電力の継続時間も可能となる場合があります。

「定格出力の継続時間が確認できるもの」の考え方

取引規程 (三次②) の記載	イ 単独発電機においては、定格出力の継続時間が確認できるもの。ただし、電源Ⅱ契約等または余力活用に関する契約を締結し三次調整力②相当の機能を有する場合はその契約書の写しをもってこれに代えることができる。 <u>その他、市場運営者が他の資料に拠ることを認めた場合は、当該提出資料をもってこれに代えることができる。</u> ロ 単独発電機の場合は出力変化曲線、各リスト・パターンの場合は実証事業等の実績データ（データ取得日、時間、出力が記載されたもの）であって、以下の内容が確認できる稼働データ。 <u>その他、市場運営者が他の稼働データに拠ることを認めた場合は、当該稼働データをもってこれに代えることができる。</u> (イ) 単独発電機の場合は、定格出力で30分間以上の運転を継続していること。 <u>その他、市場運営者が他の内容に拠ることを認めた場合は、当該内容をもってこれに代えることができる。</u>
基本ルール	・定格出力の継続時間が確認できるものを提出することを基本とするが、「その他、市場運営者が認めた場合」の扱いは以下のとおり。
解釈	・定格出力の継続時間が確認できない場合は、発電上限電力の継続時間も可能とする。
	考え方 ・制約等により定格出力の継続時間が確認できない場合には、発電上限電力の継続時間も可能とする。



- 第21条（性能確認等）第1項(1)に定める性能確認の確認項目のうち応動時間、供出可能量、継続時間、並列可否について、試験成績書または稼働実績データ等の提出が困難な場合や当該データ等では要件への適合が確認できなかった場合は、性能確認として実働試験を商品区分ごとに、単独発電機の場合は原則としてユニットごと、各リスト・パターンを用いる場合は原則として各リスト・パターンごとに実施します。
 - なお、三次調整力①の第21条（性能確認等）第1項(1)に定める性能確認において適合したと判断された場合、取引会員が希望し属地TSOが認めるときは、三次調整力②の実働試験を省略して三次調整力①の供出可能量までは入札することができます。
 - また、二次調整力②の第21条（性能確認等）第1項(1)に定める性能確認において適合し、取引会員が希望し属地TSOが認めるときは、三次調整力②の実働試験を省略して二次調整力②の供出可能量までは入札することができます。
 - また、二次調整力②の第21条（性能確認等）第1項(1)に定める性能確認において適合し、取引会員が希望し属地TSOが認めるときは、三次調整力①の実働試験を省略して二次調整力②の供出可能量までは入札することができます。
 - 属地TSOは実働試験の実績受領後、第21条（性能確認等）第1項(1)に定める性能確認を実施し、その結果を取引会員へメールにて通知します※。
- ① 適合していると判断された場合は、取引会員と契約の締結に向けた協議を開始します。
- ② 適合しないと判断された場合は、取引会員は本市場において当該単独発電機または各リスト・パターンを用いて当該商品の取引をすることはできません。
- 実働試験において取引会員側で発生する費用は、取引会員の負担となります。
 - また、発電販売計画や需要調達計画との差はインバランス精算の対象となります。



※ MMS上での電源承認は契約締結後に行います。



取引規程 第3章 第21条、第24条

- 三次調整力①の第21条（性能確認等）第1項(1)に定める性能確認において適合したリソースで、取引会員が希望し属地TSOが認めるときは、三次調整力②の商品区分における実働試験を省略して三次調整力①における供出可能量を入札量上限とすることができます。
- 二次調整力②の第21条（性能確認等）第1項(1)に定める性能確認に適合したリソースで、取引会員が希望し属地TSOが認めるときは、三次調整力②の商品区分における実働試験を省略して二次調整力②における供出可能量を入札量上限とすることができます。
- また、二次調整力②の第21条（性能確認等）第1項(1)に定める性能確認に適合したリソースで、取引会員が希望し属地TSOが認めるときは、三次調整力①の商品区分における実働試験を省略して二次調整力②における供出可能量を入札量上限とすることができます。
- なお、一次調整力および二次調整力①の第21条（性能確認等）第1項(1)に定める性能確認にのみ適合したリソースが実働試験を省略してその他の商品に入札することはできません。

【二次調整力②として3,000kWが第21条（性能確認等）第1項(1)に定める性能確認に適合し、三次調整力①・②の実働試験を省略した場合】

- ・三次②の入札可能量は、二次②または三次①の約定量と合計で3,000kWまでとなります。※
- ・二次②と三次①のいずれかに3,000kW応札する場合は同時間帯に入札することはできない為、どちらか片方しか入札できません

入札パターン	二次②約定量	三次①約定量 (kW)	三次②入札可能量 (kW)
二次②のみ	3,000	0	0
三次①のみ	0	3,000	0
二次② + 三次②	X	0	3,000 - X
三次① + 三次②	0	X	3,000 - X

※二次調整力②または三次調整力①と三次調整力②のいずれにも入札できる各リスト・パターンの場合で、供出を希望する実需給日の同一の時間帯において既に複合市場商品に入札もしくは落札されなかった場合にかぎり、三次調整力②に入札できます（287スライド）



取引規程 第3章 第21条、第24条

- 各リスト・パターンを用いる場合の実働試験は原則として、各リスト・パターンごとに下図のようにリソースごとに合算した合計発電計画電力、実働試験基準値電力、実績データおよび応動実績を試験を希望する商品の応動実績提出用フォーマットにて提出いただくことで審査を実施します。

様式 16-2-1

【必須】

【発電機リスト・パターン単位】 応動実績提出用フォーマット 【事前審査 (実働試験用)】

三次調整力②

事業者名	
系統コード	
パターン番号	
供出可能量 (kW)	
試験日	
実働試験対象時間	～ 1:30
提出内容 (プルダウンより選択)	

※黄色セルに入力下さい

※実働試験対象時間は審査前1時間を含めて下さい

(作成にあたっての留意事項)

- (1) は広域機関に提出いただいた発電計画の30分kWhを5分平均kWに換算した値の合計を入力してください。
例) 合計発電計画電力が2,000kWh (30分値) の場合、5分平均kWは $2,000 \div 2 = 4,000$ kWとなります。
- (2) はサンプリング周期5分以内で取得したデータを5分kW値に換算して入力して下さい。
例) 発電実績200kWh (5分値) の場合、5分平均kWは $200 \div 5 \times 60 = 2,400$ kWとなります。
- 発電機リスト・パターン単位での審査のみ行う場合、(3) 指令量について取引会員による記載は不要です。
(簡易指令システム接続リソースの場合、属地エリアの一般送配電事業者から送信された指令における「イベント開始時刻」および指令量を用いることとし、専用線オンライン接続リソースの場合、属地エリアの一般送配電事業者が指令を送信した時刻および指令量を用いることといたします。
いずれも、属地エリアの一般送配電事業者が保管するデータを使用いたします。)
ただし、リソース単位の審査を希望する場合は、(3) の指令量に取引会員から各発電リソースに送信した指令量を記載ください。その際は、送信した指令における「到達時刻 (指令量への到達を求める時刻)」が属する時間の欄に指令量を入力してください。
なお、到達時刻をゼロ秒とする指令の場合、その時刻から開始する時間の欄に入力してください。

(1) 合計発電計画電力 (5分平均kW値) 【送電端】

時刻	合計発電 計画電力 (kW)
0:00 ~ 0:05	
0:05 ~ 0:10	
0:10 ~ 0:15	

(2) 発電実績 (5分平均kW値) 【送電端】

時刻	発電実績 (kW)
0:00 ~ 0:05	
0:05 ~ 0:10	
0:10 ~ 0:15	

(3) 応動実績・指令量 (5分平均kW値) 【送電端】

時刻	応動実績 (kW) (2)-(1)	指令量 (kW)
0:00 ~ 0:05	0	
0:05 ~ 0:10	0	
0:10 ~ 0:15	0	



- リソースごとの発電計画電力、実働試験基準値電力、実績データおよび応動実績（リソース単位に配分した指令値を含む）を提出し、個々のリソースの実働試験結果がわかる場合、当該リソースを組み合わせた各リスト・パターンについては、実働試験を省略することができます。
- 上記のような評価を希望する場合、試験を希望する商品の応動実績提出用フォーマットで各リスト・パターン単位の実績データに加えて、リソース単位の実績データを提出いただく必要があります。

発電機リスト・パターンの例：様式16-2-1（発電機リスト・パターン単位）および様式16-2-2（リソース単位）を提出

【必須】
【発電機リスト・パターン単位】応動実績提出用フォーマット【事前審査（実働試験用）】

三次調整力②

事業者名	
系統コード	
パターン番号	
送出容量 (kW)	
試験日	
実働試験対象時間	～ 1:30
提出内容 (プルダウンより選択)	

※黄色セルに入力下さい
※実働試験対象時間は審査前1時間を含めて下さい

（作成にあたっての留意事項）
○（1）は広域地間に提出いただいた発電計画の30分平均kWに換算した値の合計を入力してください。
例）合計発電計画電力が2,000kW（30分値）の場合、5分平均kWは $2,000 \div 2 = 4,000$ kWとなります。
○（2）はアップリカ/局域5分以内で取得したデータを5分平均kWに換算して入力して下さい。
例）発電実績200kW（5分値）の場合、5分平均kWは $200 \times 5 \div 60 = 2,400$ kWとなります。
○発電機リスト・パターン単位での審査のみ行う場合、（3）指令値について取引会員による記載は不要です。
（離島指令システム接続リソースの場合、属地エリアの一般送配電事業者から送信された指令における「イベント開始時刻」および指令量を用いることとし、電圧降下サイン接続リソースの場合、属地エリアの一般送配電事業者が指令を送信した時刻および指令量を用いることといたします。いずれも、属地エリアの一般送配電事業者が保管するデータを使用いたします。）
ただし、リソース単位の審査を希望する場合は、（3）の指令値に取引会員から各発電リソースに送信した指令値を記載ください。その際は、送信した指令における「到達時刻（指令量への到達を求める時刻）」に関する時間の欄に指令量を入力してください。
なお、到達時刻をゼロ秒とする指令の場合、その時刻から開始する時間の欄に入力してください。

（1）合計発電計画電力（5分平均kW値）【送電機】

時刻	合計発電計画電力 (kW)
0:00 ~ 0:05	
0:05 ~ 0:10	
0:10 ~ 0:15	

（2）発電実績（5分平均kW値）【送電機】

時刻	発電実績 (kW)
0:00 ~ 0:05	
0:05 ~ 0:10	
0:10 ~ 0:15	

（3）応動実績・指令量（5分平均kW値）【送電機】

時刻	応動実績 (kW)	指令量 (kW)
0:00 ~ 0:05	0	
0:05 ~ 0:10	0	
0:10 ~ 0:15	0	



【必須】
【発電リソース単位】応動実績提出用フォーマット【事前審査（実働試験用）】

三次調整力②

事業者名	
系統コード	
パターン番号	
送出容量 (kW)	
試験日	
実働試験対象時間	～ 1:30

※黄色セルに入力下さい
※実働試験対象時間は審査前1時間を含めて下さい
※発電リソース単位で提出する場合はシートを追加して下さい

（作成にあたっての留意事項）
○（1）は広域地間に提出いただいた発電計画の30分平均kWに換算した値を入力してください。
例）合計発電計画電力が2,000kW（30分値）の場合、5分平均kWは $2,000 \div 2 = 4,000$ kWとなります。
○（2）はアップリカ/局域5分以内で取得したデータを5分平均kWに換算して入力して下さい。
例）発電実績200kW（5分値）の場合、5分平均kWは $200 \times 5 \div 60 = 2,400$ kWとなります。
○リソース単位の審査を希望する場合は、（3）の指令値に取引会員から各リソースに送信した指令値を記載ください。その際は、送信した指令における「到達時刻（指令量への到達を求める時刻）」に関する時間の欄に指令量を入力してください。
なお、到達時刻をゼロ秒とする指令の場合、その時刻から開始する時間の欄に入力してください。

（1）合計発電計画電力（5分平均kW値）【送電機】

時刻	合計発電計画電力 (kW)
0:00 ~ 0:05	
0:05 ~ 0:10	
0:10 ~ 0:15	

（2）発電実績（5分平均kW値）【送電機】

時刻	発電実績 (kW)
0:00 ~ 0:05	
0:05 ~ 0:10	
0:10 ~ 0:15	

（3）応動実績・指令量（5分平均kW値）【送電機】

時刻	応動実績 (kW)	指令量 (kW)
0:00 ~ 0:05	0	
0:05 ~ 0:10	0	
0:10 ~ 0:15	0	

リソース	パターン①	パターン②	パターン③	パターン④
A	○	○		○
B	○	○	○	
C	○			○
D	○		○	

○パターン①の実働試験結果で、リソースA～Dの内訳がわかる場合、**パターン②～④の試験を省略可能**



三次②	三次①	二次②	二次①	一次	複合

- リソースの変更に伴い各リスト・パターンの入札単位が変更となる場合は、合格済の各リスト・パターンを廃止し、新たな入札単位の各リスト・パターンを新規に申請いただく必要があります。
- このとき、既存の各リスト・パターンの第21条（性能確認等）第1項(1)に定める性能確認において合格したパターン番号と同一リソースの組み合わせ・同一供出可能量・同一商品のパターン番号については第21条（性能確認等）第1項(1)に定める性能確認における性能データの提出は不要です。

「原則」として各リスト・パターンごとに性能確認を実施

取引規程の記載

性能確認は、単独発電機の場合は原則としてユニットごとに実施する。また、各リスト・パターンを用いる場合は、**原則として各リスト・パターンごとに実施する。**

基本ルール

・各リスト・パターンごとの確認を行うことを基本とするが、原則外の扱いは以下のとおり。

原則外の解釈

・入札単位の変更時、合格済のパターンと同一のパターンを適用する場合、当該パターンの性能データの提出の省略を可能とする。

考え方

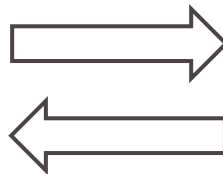
・入札単位変更後のリスト・パターンに新規パターンが含まれる場合は、当該リスト・パターンの第21条（性能確認等）第1項(1)に定める性能確認が必要。

需要家リスト・パターン（受電点参入）

リソース	リソース種別	パターン①	パターン②
A	需要	○	○
B	需要	○	○
C	需要		○
三次② 供出可能量(kW)		3,000	4,000

○ パターン①②は同一リソースの組み合わせ・同一供出可能量・同一商品であるため性能データ提出不要

リソースD追加に伴い
需要家リスト・パターン**廃止**
ネガボジリスト・パターン**新規申請**



リソースD削除に伴い
ネガボジリスト・パターン**廃止**
需要家リスト・パターン**新規申請**

ネガボジリスト・パターン（受電点参入）

リソース	リソース種別	パターン①	パターン②	パターン③
A	需要	○	○	○
B	需要	○	○	○
C	需要		○	○
D	発電			○
三次② 供出可能量(kW)		3,000	4,000	4,500

○ パターン①②は同一リソースの組み合わせ・同一供出可能量・同一商品であるため性能データ提出不要
○ パターン③は性能データ提出が必要



- 原則として各リスト・パターンごとで第21条（性能確認等）第1項(1)に定める性能確認を行います。過去にリソース単位※の応動実績がある場合は追加のリソース単位※の応動実績のみで第21条（性能確認等）第1項(1)に定める性能確認が可能となる場合があります。

「原則」として各リスト・パターンごとに性能確認を実施

取引規程の記載	性能確認は、単独発電機の場合は原則としてユニットごとに実施する。また、各リスト・パターンを用いる場合は、 原則として各リスト・パターンごと に実施する。
基本ルール	・各リスト・パターンごとの確認を行うことを基本とするが、原則外の扱いは以下のとおり。
原則外の解釈	・リソース単位※の応動実績がある場合、リソース単位※での性能確認も可能とする。 考え方 ・リソース単位※で応動実績（配分した指令値を含む）を提出される場合は、各リスト・パターンごとの試験を省略することができる。 ・一部リソースの応動実績の提出があり、リソース単位※で性能確認を行った方が効率的と判断できる場合は、属地TSOの判断でリソース単位※の性能確認を可能とする。

発電機リスト・パターンの例：様式16-2-1（発電機リスト・パターン単位）および様式16-2-2（リソース単位）を提出

パターン①により既にリソースA～Dは性能確認に合格しておりリソースごとの性能を把握している状況で、リソースEを新たに追加してパターン②を作成する場合、リソースEの性能確認のみ行うことが効率的な場合は、Eのみ性能確認することも可。

リソース	パターン①	パターン②	性能確認
A	○	○	応動実績で評価（試験省略可）
B	○	○	応動実績で評価（試験省略可）
C	○	○	応動実績で評価（試験省略可）
D	○	○	応動実績で評価（試験省略可）
E		○	原則外としてリソース単位※で性能確認を実施

※群リソースの場合は、群リソース単位となります。



(参考) 事前審査で確認された供出可能量の補正について

126

- 事前審査で確認された供出可能量については、審査の申込み時期によっては最大の供出可能量とならない可能性があります。（例：夏季最大となるパターンの実働試験を春季に実施する等）
- そのため、リソースの需要実績等補正量を証明できるデータを提出いただくことで、実働試験なしに供出可能量の補正を認める場合があります。※
- 例えば、「既実働試験結果」と「過去の需要実績」から以下のように補正することが考えられます。

[既実働試験結果（例：春季）]

需要家	実働試験基準値電力	需要実績	実働試験での応動実績
A	5,000	4,000	1,000
B	1,500	① 1,000	500
C	2,000	1,200	800
D	1,500	800	700
合計	10,000	7,000	3,000

[過去の需要実績（例：昨年夏季）を用いた供出可能量の算定]

需要家	実働試験基準値電力	需要実績	補正後の応動実績
A	5,000	4,000	1,000
B	② 2,500	① 1,000	③ 1,500（補正後）
C	2,000	1,200	800
D	1,500	800	700
合計	11,000	7,000	4,000（補正後）

【需要家Bの補正イメージ】

実働試験基準値電力：1,500kW



① 実働試験結果から需要家Bの最低需要を1,000kWと判断

② 過去実績から想定した基準値：2,500kW

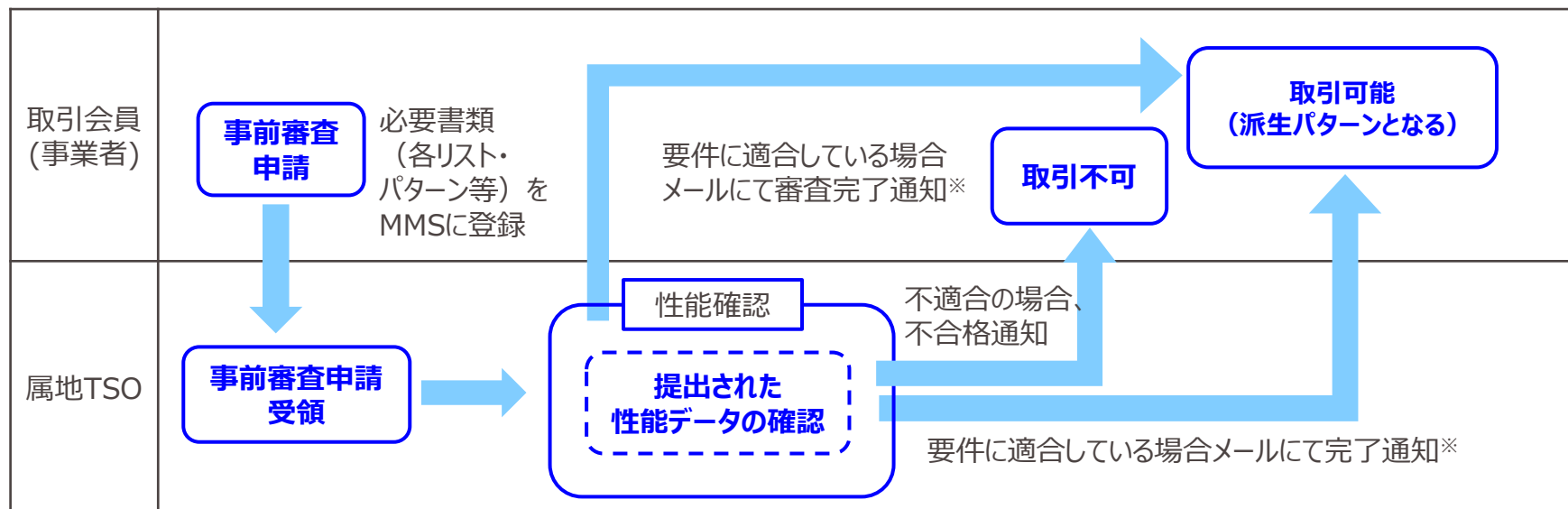


需要家Bの補正後の応動実績③は、②－①により算定

※需要リソースに関わらず補正量を証明できるデータを提出いただければ
供出可能量の補正を認める場合があります



- 取引会員はMMSを通じて、104スライドに記載の「④'各リスト・パターン」を登録および事前審査申請をしていただき、属地TSOは当該申請において、MMSの性能確認省略が「ON」の場合、希望する商品の性能確認を第21条（性能確認等）第1項(2)にもとづき実施します。
- 第21条（性能確認等）第1項(2)に定める性能確認では、提出された各リスト・パターンが第26条（取引対象の ΔkW ）に定める要件に適合していることを提出された性能データにもとづき原則10営業日以内に確認します。
- 提出いただく性能データは、第23条（性能データ等に関わる提出資料）に定めるリスト・パターン申請情報となります。



※ MMS上での電源承認は事前審査結果「適合」通知後速やかに行います。

- 需給調整市場システムに登録できる各リスト・パターンの上限は、系統コードごとにそれぞれ499パターンとさせていただきます。
- 第21条（性能確認等）第1項(2)に定める性能確認は以下のとおり第19条（各リスト・パターン等の登録）第3項の条件に該当するかを確認します。
 - ・ 派生パターンへの変更を希望する各リスト・パターンが基準パターンであること
 - ・ 基準パターンの供出可能量の±10%以内の変更であること
 - ・ 既にマスタパターンに登録されているリソースを用いること
- 属地TSOが現地調査の実施や詳細データの提出を求めた場合、取引会員はその求めに応じていただきます。
- 属地TSOは提出された各リスト・パターンデータの確認結果を取引会員へ通知します。
 - ① 適合していると判断された場合は、当該各リスト・パターンは派生パターンとなり、当該各リスト・パターンを用いて取引が可能となります。
 - ② 適合していることが確認できなかった場合は、当該各リスト・パターンを用いた取引は不可となります。

- マスタパターンもしくは各リスト・パターンのいずれかまたはその両方の変更が必要となった場合は、前回の変更申込みより3ヶ月を経過後、次回の変更申込みが可能となります。
- 初回登録後最初の変更申込みは、初回登録から3ヶ月を経過した場合に変更申込みが可能となります。
- なお、第19条（各リスト・パターン等の登録）第6項に定めるマスタパターンもしくは各リスト・パターンのいずれかまたはその両方の変更が必要となった場合、発生時点で属地TSOにご相談ください。

【マスタパターンおよび各リスト・パターンの変更申込みスケジュール（イメージ）】



● : 変更申込み

変更申込日から3ヶ月※で審査完了となり取引開始可能となります。
※同一の属地TSOにおいて、多数の変更申込みが重複した場合には、3ヶ月を超過する場合があります。3ヶ月を超過する場合には、事前に属地TSOからご連絡します。

申込内容（赤字が追加・減少を表す）		取引可能となる時期
新規申込	パターン番号(500) ・リソースA ・リソースB ・リソースC ・リソースD	マスタパターン審査申込から3ヶ月以内の合格した日
リソースの変更（新リソースの増加）	パターン番号(500) ・リソースA ・リソースB ・リソースE ・リソースC ・リソースD	申込日から3ヶ月以内の合格した日
リソースの変更（既リソースの削除）	パターン番号(500) ・リソースA ・リソースB ・リソースC ~~・リソースD~~	申込日から3ヶ月以内の合格した日

申込内容（赤字が追加・減少を表す）		取引可能となる時期
新規申込※2	パターン番号① ・リソースA ・リソースB ・リソースC ・リソースD パターン番号② ・リソースA ・リソースB	性能確認申込から3ヶ月以内の合格した日
パターン番号の追加（新リソースあり）※2	パターン番号① ・リソースA ・リソースB ・リソースC ・リソースD パターン番号② ・リソースA ・リソースB パターン番号③ ・リソースE	申込日から3ヶ月以内の合格した日
パターン番号の追加（新リソースなし）	パターン番号① ・リソースA ・リソースB ・リソースC ・リソースD パターン番号② ・リソースA ・リソースB パターン番号③ ・リソースA ・リソースB ・リソースC	申込日から3ヶ月以内の合格した日
リソースの変更（新リソースの増加）※2	パターン番号① ・リソースA ・リソースB ・リソースC ・リソースD パターン番号② ・リソースA ・リソースB ・リソースE	申込日から3ヶ月以内の合格した日
リソースの変更（既リソースの増加）	パターン番号① ・リソースA ・リソースB ・リソースC ・リソースD パターン番号② ・リソースA ・リソースB ・リソースC	申込日から3ヶ月以内の合格した日
リソースの変更（既リソースの削除）	パターン番号① ・リソースA ・~~リソースB~~ ・リソースC ・リソースD パターン番号② ・リソースA ・~~リソースB~~	申込日から3ヶ月以内の合格した日※1

※1 第19条（各リスト・パターン等の登録）第6項に定める変更に伴い、各リスト・パターンの変更が必要になった場合、変更後の各リスト・パターンが、対象のリソースを除いても商品要件に適合していることを確認でき、かつ属地TSOが認める場合は、実働試験による第21条（性能確認等）第1項(1)に定める性能確認を省略し、早期の変更を可能とする場合があります。

※2 各リスト・パターンに用いるリソースはマスタパターンに含まれるリソースに限ります。



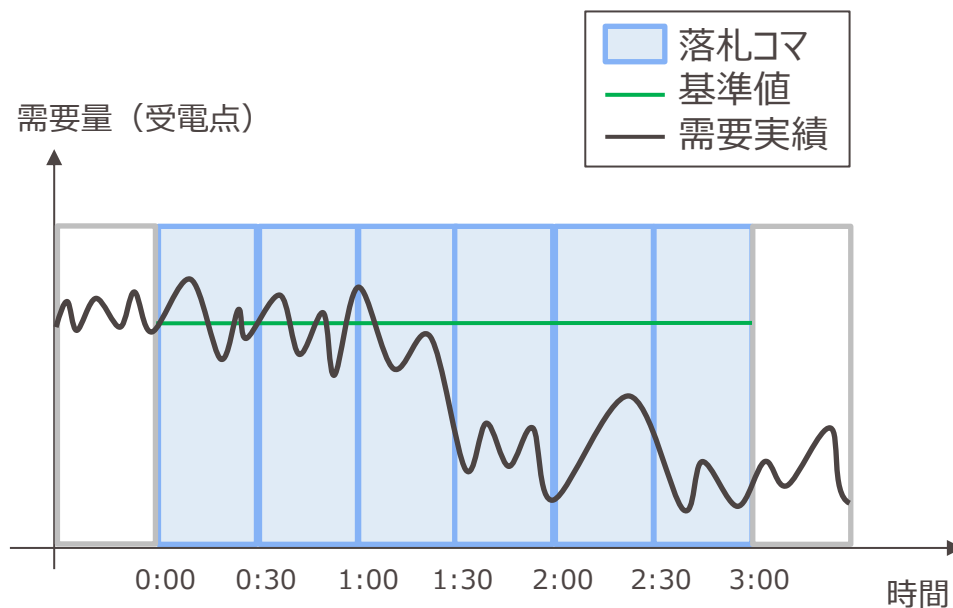
取引規程 第2章 第19条、第3章 第21条

申込内容（赤字が追加・減少を表す）		取引可能となる時期
リソースの変更（リソースの増加）※	パターン番号① ・リソース A ・リソース B ・リソース C ・リソース D パターン番号② ・リソース A ・リソース B ・リソース E	申込日から10営業日 以内の合格した日
リソースの変更（リソースの削除）	パターン番号① ・リソース A ・~~リソース B~~ ・リソース C ・リソース D パターン番号② ・リソース A ・~~リソース B~~	申込日から10営業日 以内の合格した日
パターン番号の追加※	パターン番号① ・リソース A ・リソース B パターン番号② ・リソース A ・リソース B ・リソース E	申込日から10営業日 以内の合格した日

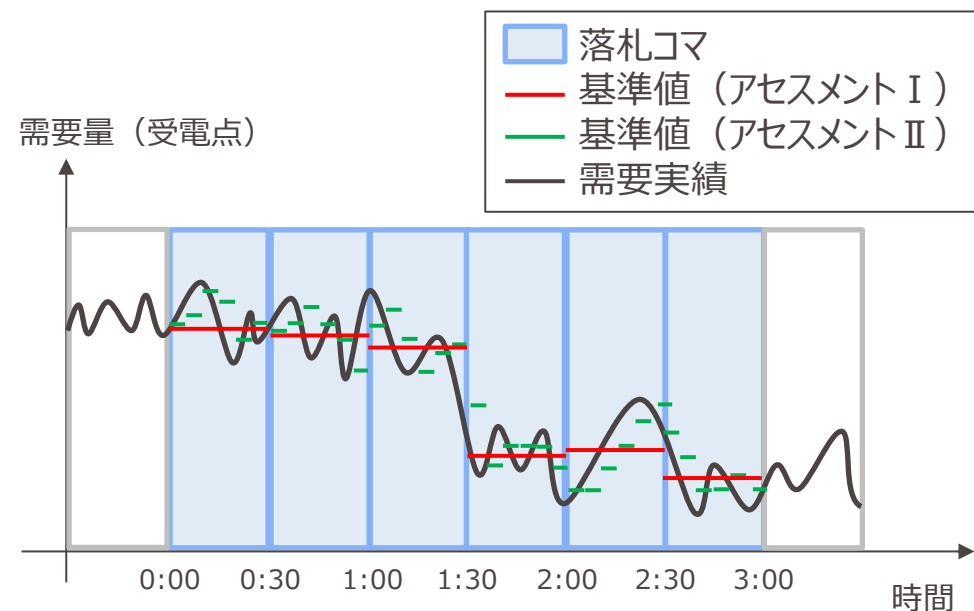
※ 各リスト・パターンに用いるリソースはマスタパターンに含まれるリソースに限ります。

- 逐次計測型は、一次調整力において約定した商品ブロックを 5 分ごとに区切り、基準値等を設定します。
- 各基準値等は当該 5 分ごとの区切りの開始時刻の直前 5 分間の需要実績を用いて設定します。
- なお、アセスメント I における基準値は、当該 5 分ごとの区切りの開始時刻の直前 5 分間の需要実績の平均値の 30 分ごとの平均値（6 点の平均値）

【直前計測型の基準値（イメージ）】



【逐次計測型の基準値（イメージ）】



- 需要家リスト・パターンまたはネガポジリスト・パターンのリソースの変更がなく、基準値の設定方法のみを変更する場合、変更後の基準値の設定方法で既に性能確認による適合判定を受けていて、属地TSOが認めるときは、実働試験を省略することができます。なお、三次調整力②では直前計測型の基準値の設定方法を用いることはできません。

例：需要家リスト・パターンの基準値設定方法のみを変更して実働試験を省略する場合

【需要家リスト・パターン】

基準値設定方法

事前予測型

需要家	パターン①	パターン②	パターン③	パターン④
A	○	○		○
B	○	○	○	
C	○			○
D	○		○	

基準値
設定方法
変更

【需要家リスト・パターン】

基準値設定方法

直前計測型

需要家	パターン①	パターン②	パターン③	パターン④
A	○	○		○
B	○	○	○	
C	○			○
D	○		○	

需要家リスト・パターンに変更なし

【事前審査（性能確認）】

事前予測型

直前計測型

適合

適合

既に性能確認において適合判定を受けている場合

【事前審査（実働試験※）】

省略可能

※ 性能データを変更する場合は、原則実働試験

別冊（三次調整力②） 事前審査

- 性能確認の項目、確認事項および提出に求める性能データは下記のとおりです。
- 取引規程第19条（各リスト・パターン等の登録）第3項に該当し、かつ、派生パターンへの変更を希望する場合は、下記の第26条に定める要件に適合しているものとみなします。

第26条に定める要件（三次調整力②）		確認項目	性能データ等に関わる提出資料
①指令・制御	オンライン	第26条に規定するオンライン指令による出力調整が可能であること	属地TSOからオンライン指令に応じることが可能であることが確認できるもの。ただし、電源Ⅱ契約等または余力活用に関する契約を締結し三次調整力②相当の機能を有する場合はその契約書の写しをもってこれに代えることができる。
②指令間隔	30分		
③監視の通信方法	専用線：オンライン 簡易指令システム：オンライン	第26条に規定する監視間隔でデータ収集・提出が可能であること	属地TSOがオンラインで監視できること、監視間隔および発電実績として収集保存されたデータが確認できるもの。ただし、電源Ⅱ契約等または余力活用に関する契約を締結し三次調整力②相当の機能を有する場合はその契約書の写しをもってこれに代えることができる。
④監視間隔	1分～30分 （簡易指令システムの場合は、30分の約数である1分、2分、3分、5分、6分、10分、15分、30分）		
⑤通信回線	専用線または簡易指令システム	第13条に規定するセキュリティ要件を遵守していること	「電力制御システムセキュリティガイドライン」および「エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネスに関するサイバーセキュリティガイドライン」に準拠していることが確認できるもの。ただし、電源Ⅱ契約等または余力活用に関する契約を締結し三次調整力②相当の機能を有する場合はその契約書の写しをもってこれに代えることができる。

第26条に定める要件（三次調整力②）		確認項目	性能データ等に関わる提出資料
⑥応動時間	60分以内	第26条に規定する応動時間以内に供出可能量まで到達できること 提供期間は繰り返し指令に応じること 供出可能量のうち、一部の量が発動可能であること	以下のいずれかが確認できるデータ (1)単独発電機においては、定格出力、最低出力、出力変化速度が確認できるもの。ただし、電源Ⅱ契約等または余力活用に関する契約を締結し三次調整力②相当の機能を有する場合はその契約書の写しをもってこれに代えることができる。 (2)単独発電機の場合は出力変化曲線、各リスト・パターンの場合は実証事業等の実績データ（データ取得日、時間、出力が記載されたもの）であって、以下の内容が確認できる稼働データ。 (2-1)提出した供出可能量を出力するまでの時間が60分以内であること (2-2)指令量をゼロとする指令が行われた場合、発電計画電力、合計発電計画電力またはベースラインにもとづいた運転を30分間継続 (2-3)供出可能量の30%～70%の範囲内の任意の出力で、少なくとも1コマ(30分)の出力継続 (2-4)なお、(1)または(2)における最低出力が、664スライドの最低出力として用いることが不適当な場合、代替する値を証明する資料
⑦供出可能量（入札量上限）	60分以内に出力変化可能で、30分間継続可能な最大の出力変化量	指令がない場合、または指令量をゼロとする指令が行われた場合は、発電計画、合計発電計画または基準値計画にもとづいた応動をしていること。なお、第23条（性能データに関わる提出資料）にもとづいて確認を行う場合は、発電計画電力、合計発電計画電力またはベースラインにもとづいた応動をしていること。	※(2)のサンプリング周期は5分以内とする。

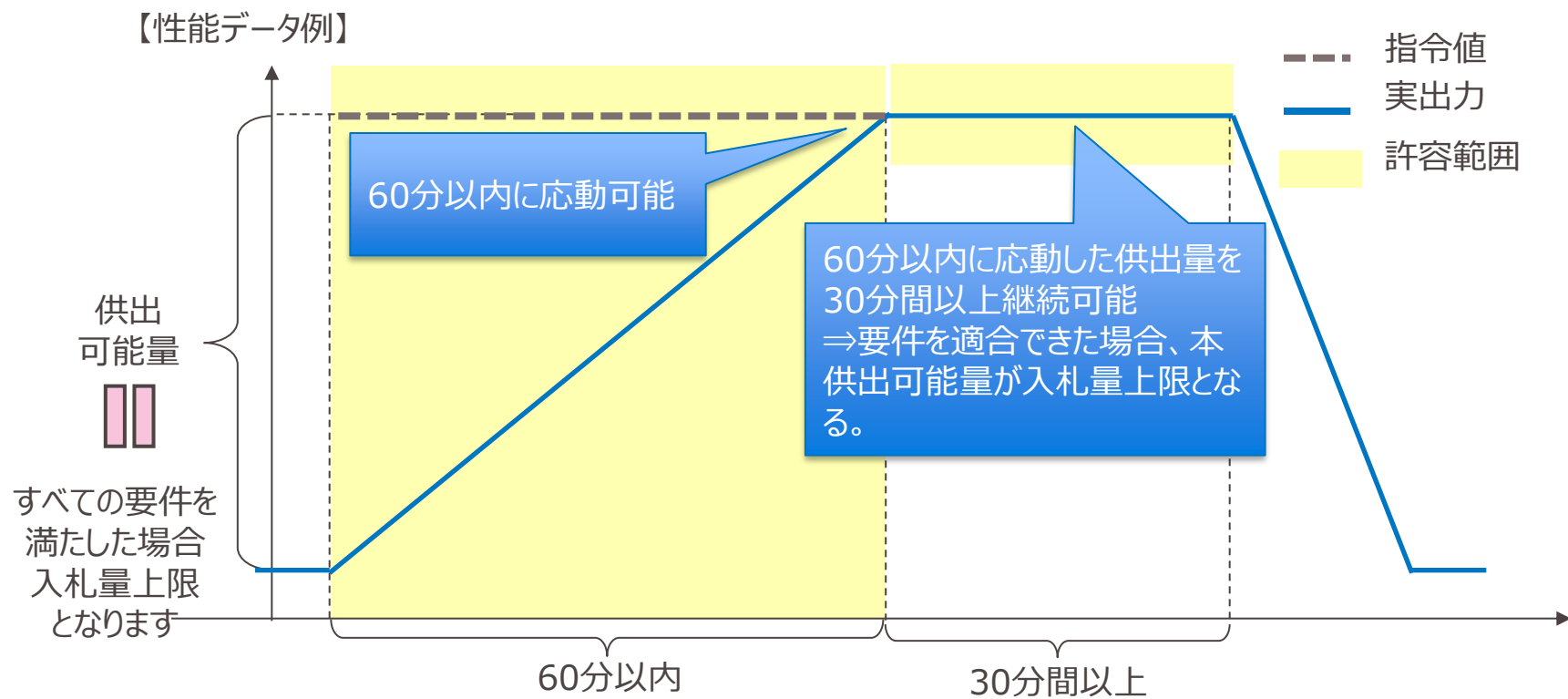
第26条に定める要件 (三次調整力②)		確認項目	性能データ等に関わる提出資料
⑧継続時間	30分以上	第26条に規定する継続時間以上の供出可能量または指令量を継続して出力し続けることが可能であること	以下のいずれかが確認できるデータ (1)単独発電機においては、定格出力の継続時間が確認できるもの。ただし、電源Ⅱ契約等または余力活用に関する契約を締結し三次調整力②相当の機能を有する場合はその契約書の写しをもってこれに代えることができる。その他、市場運営者が他の資料に拠ることを認めた場合は、当該提出資料をもってこれに代えることができる。 (2)単独発電機の場合は出力変化曲線、各リスト・パターンの場合は実証事業等の実績データ（データ取得日、時間、出力が記載されたもの）であって、以下の内容が確認できる稼働データ。その他、市場運営者が他の稼働データに拠ることを認めた場合は、当該稼働データをもってこれに代えることができる。 (2-1)単独発電機の場合は、定格出力で30分以上の運転を継続していること。その他、市場運営者が他の内容に拠ることを認めた場合は、当該内容をもってこれに代えることができる。 (2-2)各リスト・パターンの場合は、提出された供出可能量で30分以上の応動を継続していること。
⑨並列可否	-	単独発電機において、停止状態からΔkW約定量にもとづく調整を行うことを予定している場合は、停止状態から第26条に規定する応動時間以内に供出可能量まで到達できること	単独発電機の起動カーブ（データ取得日、時間、出力が記載されたもの）で、属地TSOからの指令送信後に、並列準備～並列～供出可能量までに要する時間が60分以内であることが確認できるもの



第26条に定める要件 (三次調整力②)		確認項目	性能データ等に関わる提出資料
⑩各リスト・パターンまたはマス タパターン	-	(1)需要家リスト・パターンおよびネガポジリスト・パターン取引会員間の需要リソースに重複がないことおよび需要リソースが複数の小売電気事業者または特定卸供給事業者に所属していないこと。 ただし、供出電力（30分）が明確に区別・区分可能なことを属地TSOが認めた場合は、この限りではない。 需要リソースが需要抑制量調整供給契約を締結している場合、当該需要リソースが所属する需要抑制バランシンググループに、当該需要家リスト・パターンまたはネガポジリスト・パターンに属さない需要者を含まないこと。 なお、異なる系統コードに属する需要家リスト・パターンまたはネガポジリスト・パターンの間で需要リソースに重複がないこと。 (2)発電機リスト・パターンおよびネガポジリスト・パターン取引会員間の発電リソースに重複がないこと。 また、異なる系統コードに属する発電機リスト・パターンおよびネガポジリスト・パターンの間で需要リソースに重複がないこと。	リスト・パターン申請情報

⑥応動時間、⑦供出可能量、⑧継続時間の確認に用いる性能データ例（単独発電機出力変化曲線）

- 下記単独発電機出力変化曲線にて、応動時間以内に供出可能量まで到達できること、30分間以上供出可能量の出力を継続的に供出可能であることを確認します。
 - ✓ 本実績データにより、138スライドの(2-1)、139スライドの(2-1)および(2-2)を確認可能です。
- なお、要件への適合を確認できた場合、本供出可能量が入札量上限となります。



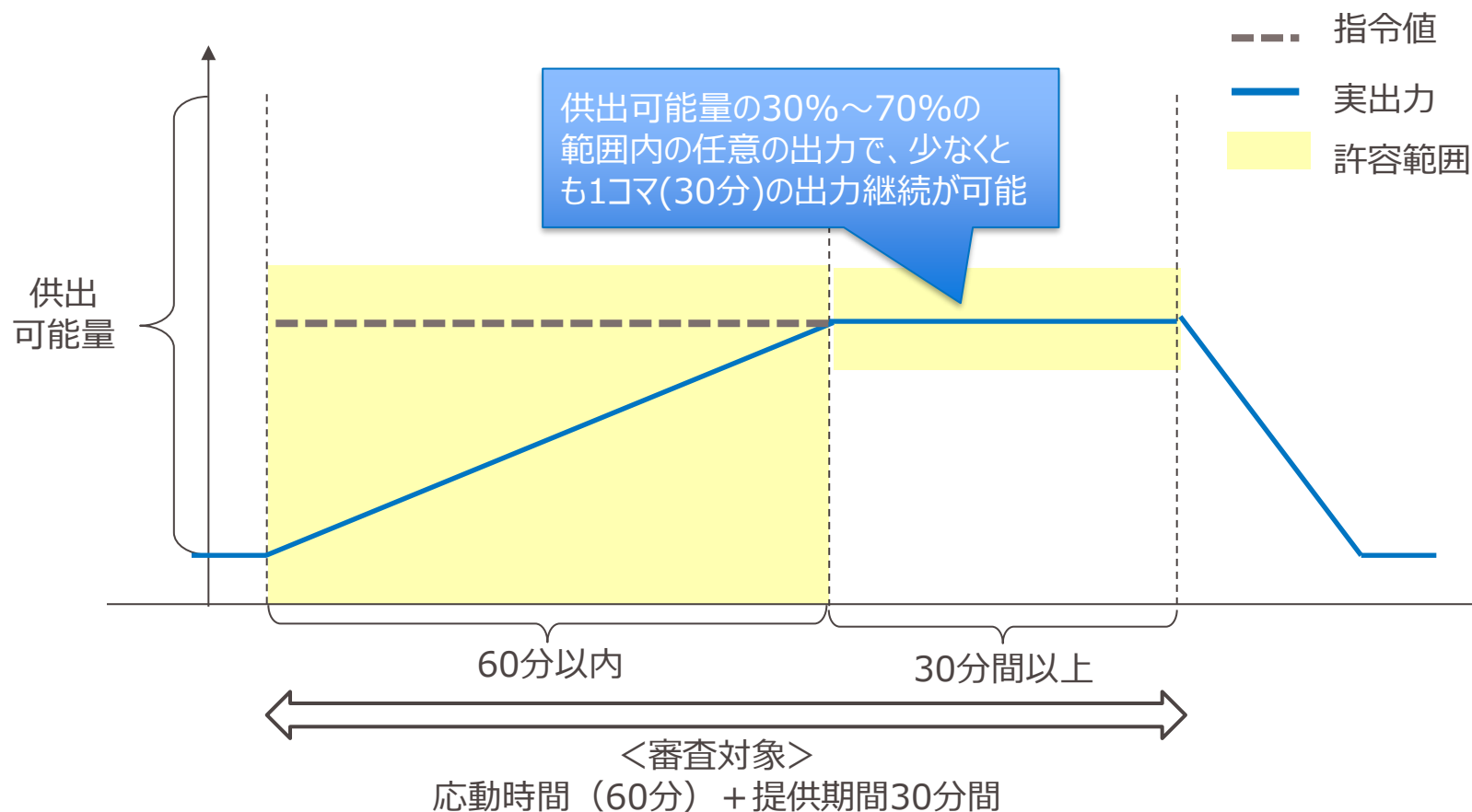
※147スライドの応動実績の評価に準じて提出された性能データの確認をいたします



⑥応動時間、⑦供出可能量、⑧継続時間の確認に用いる性能データ例（単独発電機の出力行変化曲線）

- 下記単独発電機の出力行変化曲線にて、供出可能量のうち、一部の量が発動可能であることを確認します。
 - ✓ 本実績データにより、138スライドの(2-3)を確認可能です。

【性能データ例】



- 実働試験の概要は下記のとおりです。

【事前審査の具体的な方法（概要）】

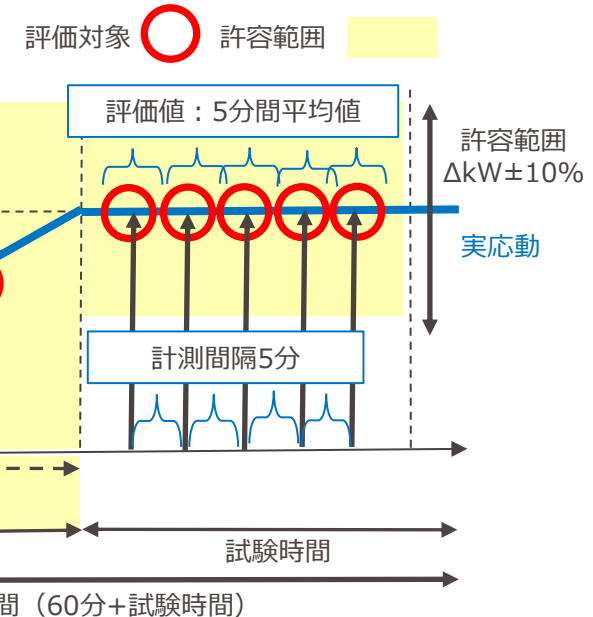
項目	実施内容
評価方法	実出力（実需要）と基準の差【送電端で確認】
評価対象	応動時間、出力変化量、継続時間 等
計測間隔	5分単位で全点確認
許容範囲	応札を予定している ΔkW の $\pm 10\%$
中間点	設定無しのため、評価対象から除外
各リスト・パターン	パターンごとに審査を実施

※指令値の変更が必要となる30分コマに対して60分前までに指令を実施します。
 ※事前審査の標準試験期間は約3か月。
 ※事前審査の費用は事業者負担とする。
 ※単独発電機に対し実出力指令を行う場合、三次調整力②の実働試験・アセスメントⅡについては、実出力値で送信した指令値と実出力実績を用いて実施する。

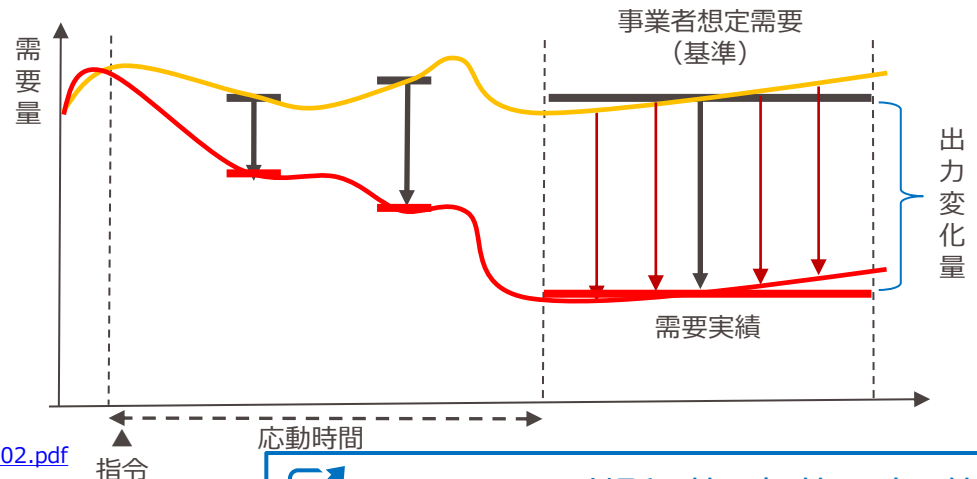
【計測時の基準の考え方】

リソース	基準の考え方
単独発電機	・発電計画を基準とする
各リスト・パターン	・5分単位の想定値を事前に提出 ・想定値は試験時間および前の60分を提出 ※想定方法は一般送配電事業者が指定しない

【事前審査のイメージ（発電機の例）】



【出力変化量のイメージ（DSRの例）】



- ネガポジ型リソースにおける実働試験の概要は下記のとおりです。

【事前審査の具体的な方法（概要）】

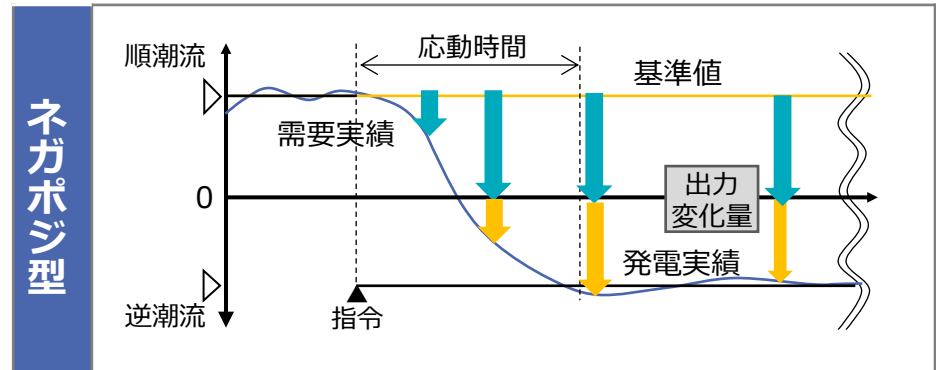
項目	実施内容
評価方法	実出力（実需要）と基準の差【送電端で確認】
評価対象	応動時間、出力変化量、継続時間 等
計測間隔	5分単位で全点確認
許容範囲	応札を予定している ΔkW の $\pm 10\%$
中間点	設定無しのため、評価対象から除外
各リスト・パターン	パターンごとに審査を実施

※指令値の変更が必要となる30分コマに対して60分前までに指令を実施します。
 ※事前審査の標準試験期間は約3か月。
 ※事前審査の費用は事業者負担とする。
 ※単独発電機に対し実出力指令を行う場合、三次調整力②の実働試験・アセスメントⅡについては、実出力値で送信した指令値と実出力実績を用いて実施する。

【計測時の基準の考え方】

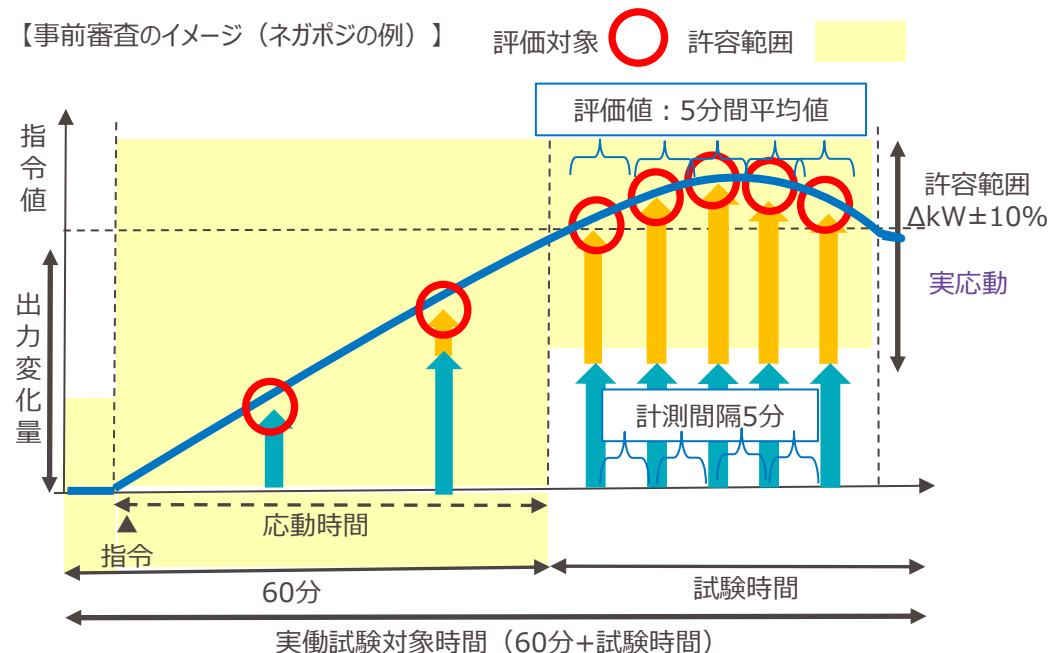
リソース	基準の考え方
ネガポジ リスト・パターン	・5分単位の合計発電計画電力および実働試験基準値電力を事前に提出 ・想定値は試験時間および前の60分を提出

出所) 第22回需給調整市場検討小委員会 (2021.3.30) 資料3をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2020/files/jukyu_shijyo_22_03.pdf



※ネガポジ型リソースについては、ネガ側は基準値を小売単位で提出し、ポジ側については発電BG単位で発電計画を提出する。

【事前審査のイメージ（ネガポジの例）】



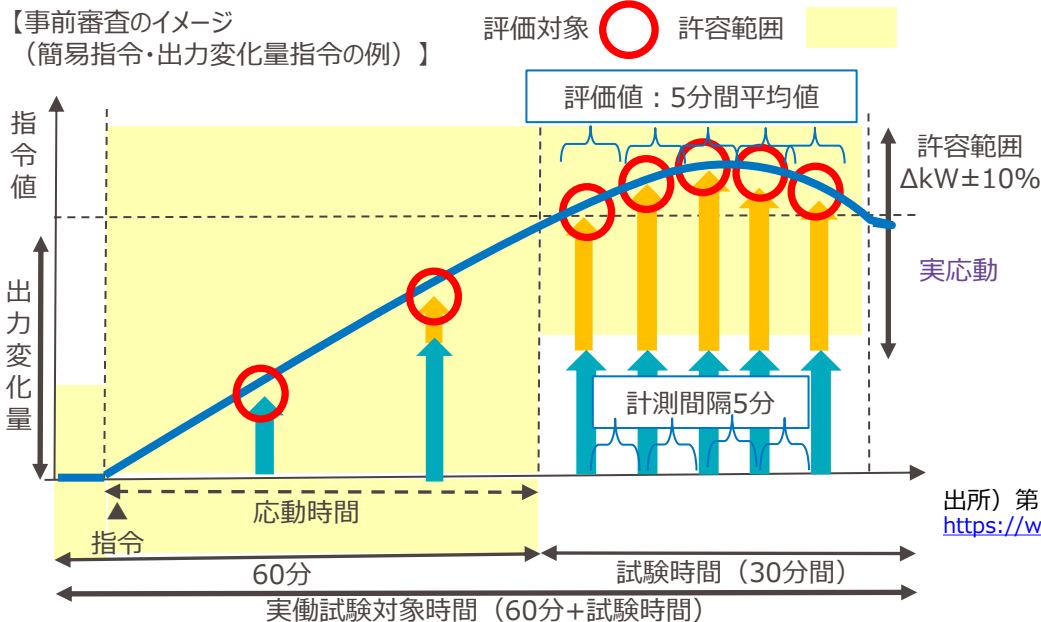
- 単独発電機の場合における実働試験の具体的な実施方法は下記のとおりとします。なお、GFまたはLFC機能を有する場合は、原則として当該機能をロックした状態で試験を行います。
 1. 取引会員は、試験候補日時を選定して、メールにて属地TSOへ通知していただきます。
 - a. 試験候補日：任意の1日間
 - b. 試験時間：取引規程第29条（ ΔkW の入札単位）の中から入札を予定している時間帯を3つ選定していただきます※試験候補日時は、エリアの系統状況または需給状況により試験実施ができない場合、試験日時を協議させていただき、再度設定させていただきます。
 2. 実働試験は、146スライドに記載の標準パターン化した3つの実働試験を行います。
 3. 取引会員は、実働試験開始60分前までに広域機関へ発電計画を提出します。
 4. 属地TSOは、試験日において試験時間の内、指令値の変更が必要となる30分コマに対して60分前までに指令を実施します。ただし、30分コマに対して60分前までに取引会員に指令がない場合は、前30分コマの指令値に従った運転を継続していただきます。なお、専用線オンラインで接続する場合は、指令時刻等を取引会員と調整します。
 5. 取引会員は、試験実施後、試験実施直前の60分＋試験時間（以下、「実働試験対象時間」といいます。）における、5分ごとの単独発電機の発電計画電力、発電実績および応動実績を所定の様式16-1(三次調整力②【単独発電機】応動実績提出用フォーマット【事前審査（実働試験用）】)にて、属地TSOに提出していただきます。

- 実働試験は試験a、b、cについて下記のとおり、標準パターン化した試験を実施します。
- なお、発電計画電力は、取引会員が実働試験開始60分前までに広域機関へ提出いただいた発電計画を使用します。
 - ✓ 試験a：指令量を供出可能量としたとき、または指令値を発電上限電力としたときの応動時間および継続時間を確認する試験（取引規程第22条（確認項目）の(4)イ、(5)、(6)を確認）
 - ・ 60分以内に発電計画電力から供出可能量まで増加させ、供出可能量が30分間以上継続できることを確認します。
 - ✓ 試験b：指令量を供出可能量の一部としたとき、または指令値を発電上限電力の一部としたときの応動を確認する試験（取引規程第22条（確認項目）の(4)ロ、ハを確認）
 - ・ 発電計画電力から供出可能量の30%～70%の範囲内の任意の出力で、1コマ（30分）の間、指令に追従していることを確認します。
 - ・ 供出可能量の30%～70%の範囲内の任意の出力まで増加させ、指令に追従していることを確認します。
 - ✓ 試験c：指令量ゼロの場合の応動を確認する試験（取引規程第22条（確認項目）の(4)ニを確認）
 - ・ 発電計画電力にもとづいた応動をしていることを確認します。

● 実働試験の評価は、属地TSOにて以下の手順で行います。

1. 実働試験対象時間において、様式16-1（三次調整力②【単独発電機】応動実績提出用フォーマット【事前審査（実働試験用）】）にて提出された5分ごとの単独発電機の発電計画電力、発電実績および応動実績を用いて評価します。
2. 実働試験対象時間において、応動実績が許容範囲内であることを5分ごとに確認し、全てが許容範囲内である場合に要件に適合していると判断します。なお、適合している場合、146スライドの試験aにおいて確認された供出可能量を、入札量上限とします。
3. 簡易指令システムで接続し、出力調整指令（数値指令）を選択する場合、または専用線オンラインで接続する場合の発電実績の許容範囲は以下のとおりとします（簡易指令システムで接続し、出力変化量指令を選択する場合の応動実績の許容範囲は指令量を用いて算定します）。※

指令値±供出可能量×10%



※単独発電機の場合において、「指令値」は簡易指令システムで接続し出力調整指令（数値指令）を選択する場合、または専用線オンラインで接続する場合に属地TSOが指令した指令値を指します。簡易指令システムで接続し、出力変化量指令を選択する場合は「出力変化量」にて指令が行われます。

専用線オンラインで発電端により指令を行っている場合は、属地TSOとの協議により定めた算出式により、発電端の指令値を送電端に換算した値とします。

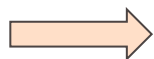
出所) 第12回需給調整市場検討小委員会 (2019.6.27) 資料3-2をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2019/files/jukyu_shijyo_12_03_02.pdf



- 実働試験では、属地TSOが発電計画に応じて、供出可能量が一定となるように発電機出力を都度指令します。
- 応動は、発電端値を送電端値に換算した発電機出力で評価していきます。
- 実働試験終了後は、発電計画に追従していただきます。なお、実働試験終了時に属地TSOからリソースの発電計画値への復帰指令は行いません。実働試験時だけではなく、約定後の実需給においても同様の指令方法になります。

【1コマ(30分コマ)のみの試験イメージ：試験a（指令値を供出可能量としたときの応動時間および継続時間を確認する試験）】

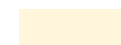
■ : 発電計画



: 供出可能量

----- : 指令値

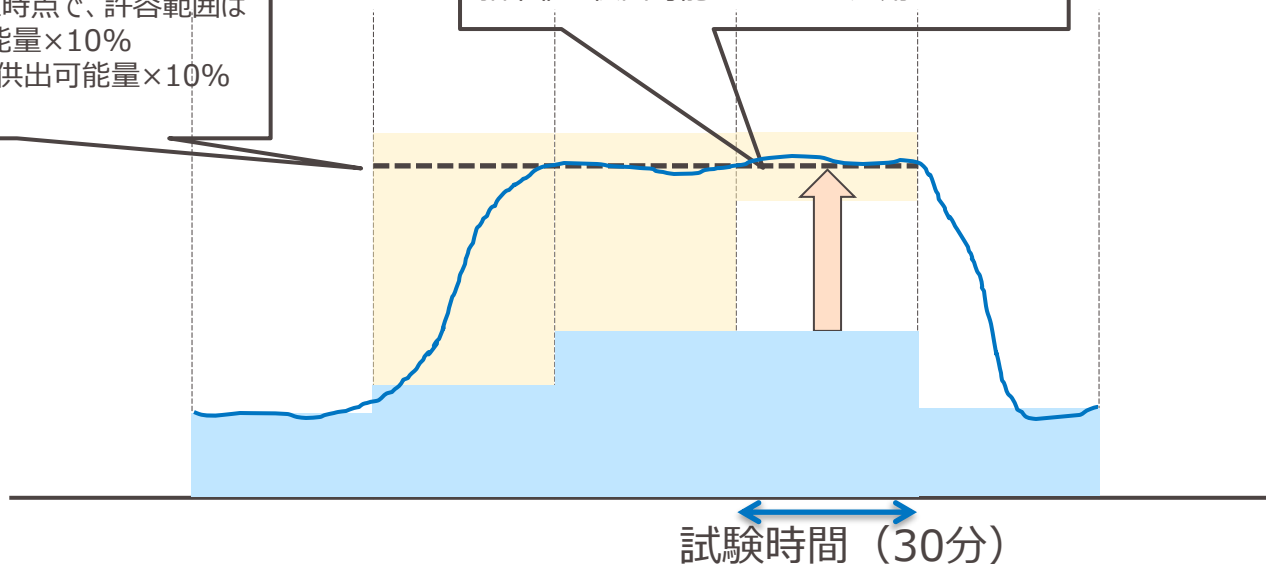
—— : 発電実績



: 許容範囲

増加方向への指令を出した時点で、許容範囲は
変更前の指令値-供出可能量×10%
～指令変更後の指令値+供出可能量×10%
を適用

指令値変更がない場合の許容範囲は
指令値±供出可能量×10%を適用



①基本的な考え方

- 約定ブロックの60分前に指令値ゼロも含めて指令を行います。

②同一の系統コードのリソースで三次調整力②の約定ブロックが連続している場合の指令方法

- 約定した連続ブロックの最終時刻で指令するため、指令値を変更しない場合、コマごと約定ブロック跨ぎでの指令は出しません。

③約定ブロック終了時刻の指令方法 (同一の系統コードのリソースで三次調整力②のブロックを連続して約定した場合に、連続した約定ブロックの最終時刻)

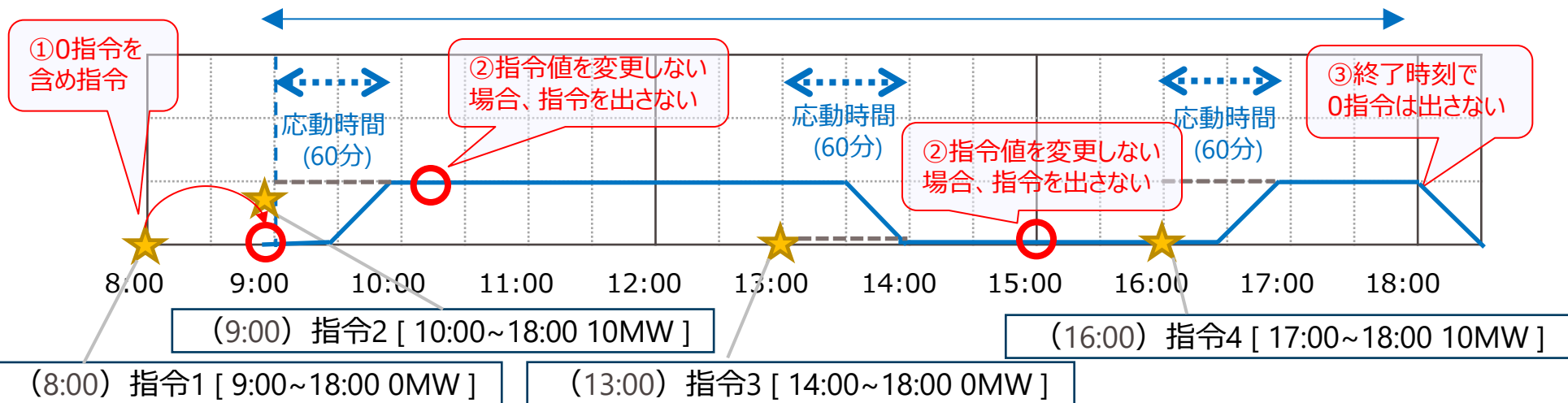
- 実働試験終了時に属地TSOからリソースへの復帰指令は行いません。
- 実働試験時だけではなく、約定後の実需給においても同様の指令方法になります。

指令値の変更が必要となる30分コマに対して、60分前までに指令を実施するため、毎時0分および30分の指令とは限りません。

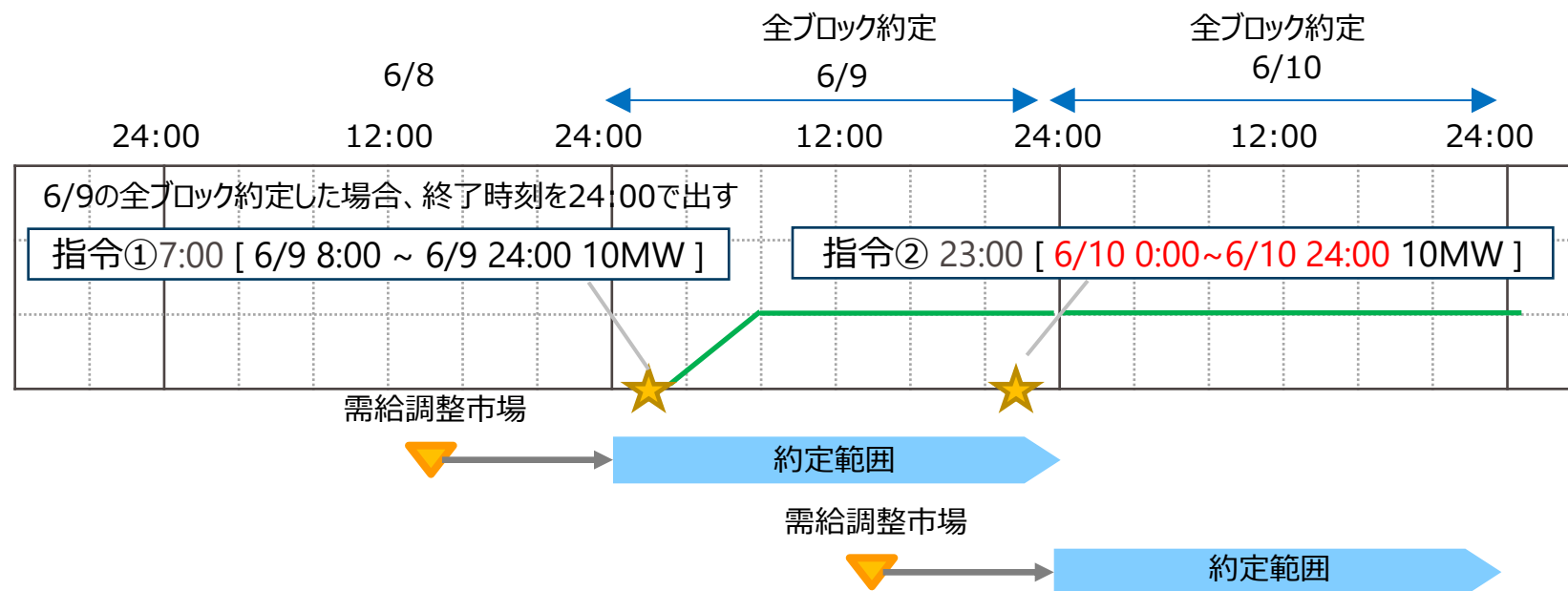
----- : 指令値

————— : 応動実績

約定ブロック

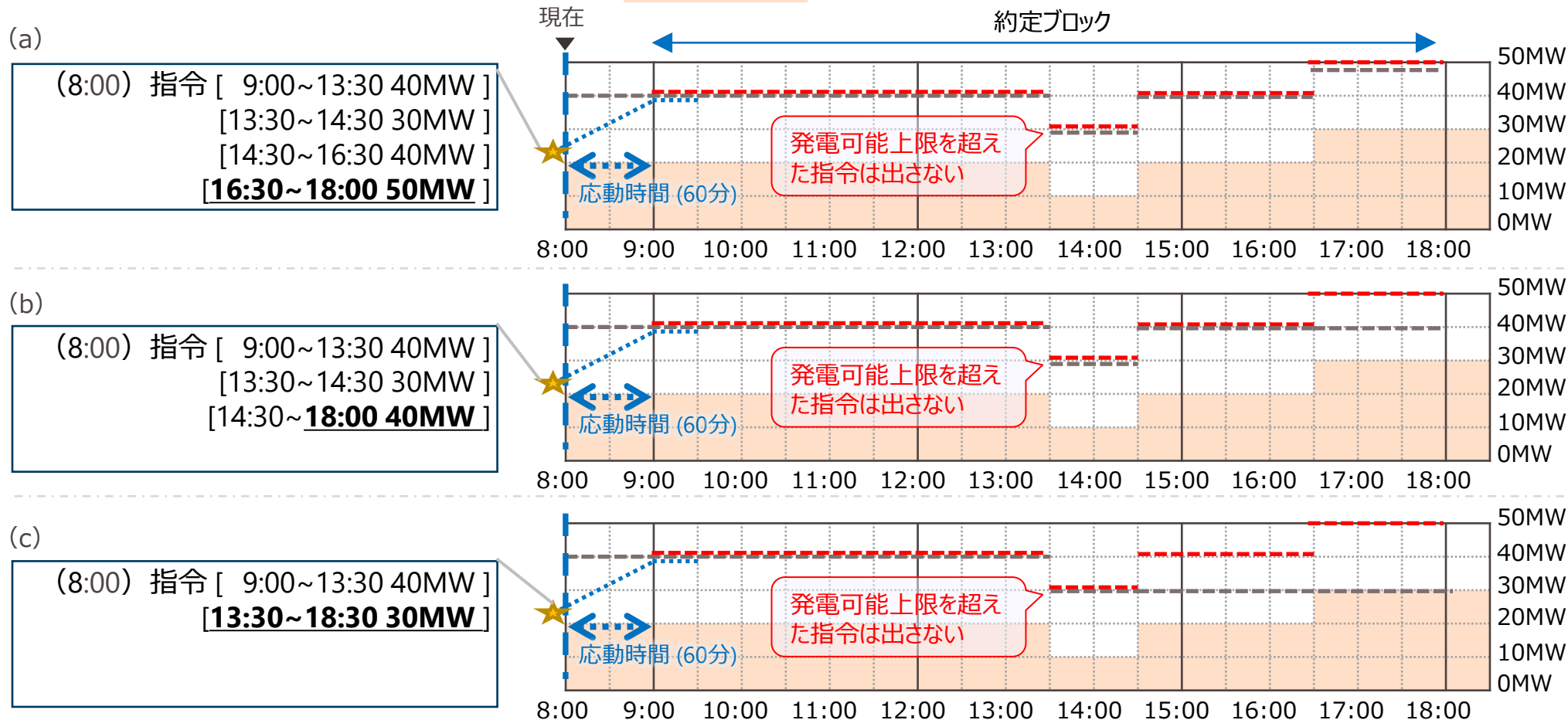


- 同一系統コードのリソースが約定した連続するブロックで日を跨ぐ場合は、指令値を変更しない場合であっても、日替わりで指令を出し直します。



- 実出力指令で同一系統コードのリソースの発電可能上限が約定したブロック内で上下する場合、発電可能上限を考慮して指令を出します。具体的には下図の(a)～(c)の例示のとおり、指令値に応じてインターバルが分割され、イベントを送信されます。

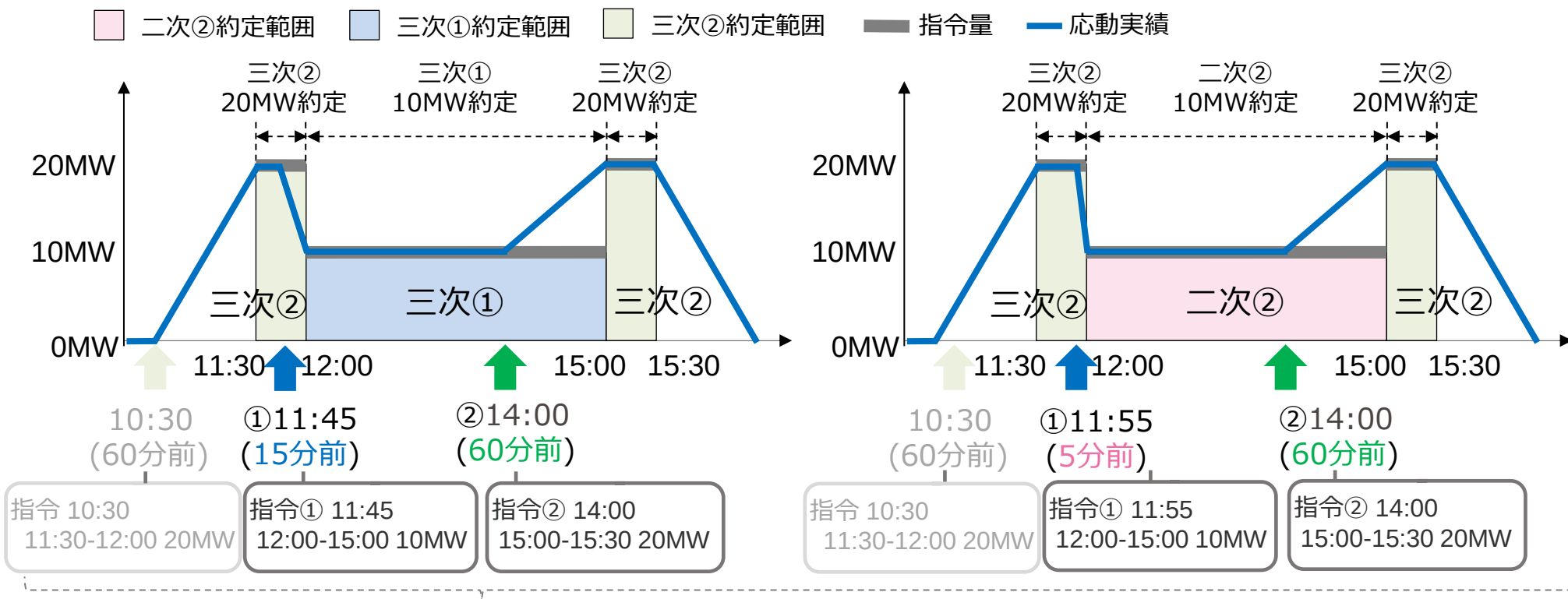
----- : 指令値 ———— : 応動イメージ 発電販売計画 - - - - : 発電可能上限 ΔkW約定量 : 20MW



※指令値の変更が必要となる30分コマに対して、60分前までに指令を実施するため、毎時0分および30分の指令とは限りません。

- 三次調整力②と三次調整力①（または二次調整力②）で連続して約定し、商品区分を跨ぐ場合、三次調整力②は約定ブロックの60分前までに、三次調整力①は約定ブロックの15分前（二次調整力②は約定ブロック5分前）までに、それぞれを指令します。

【指令方法の例】



異なる商品の約定ブロックに対して、指令は分けて送信します。

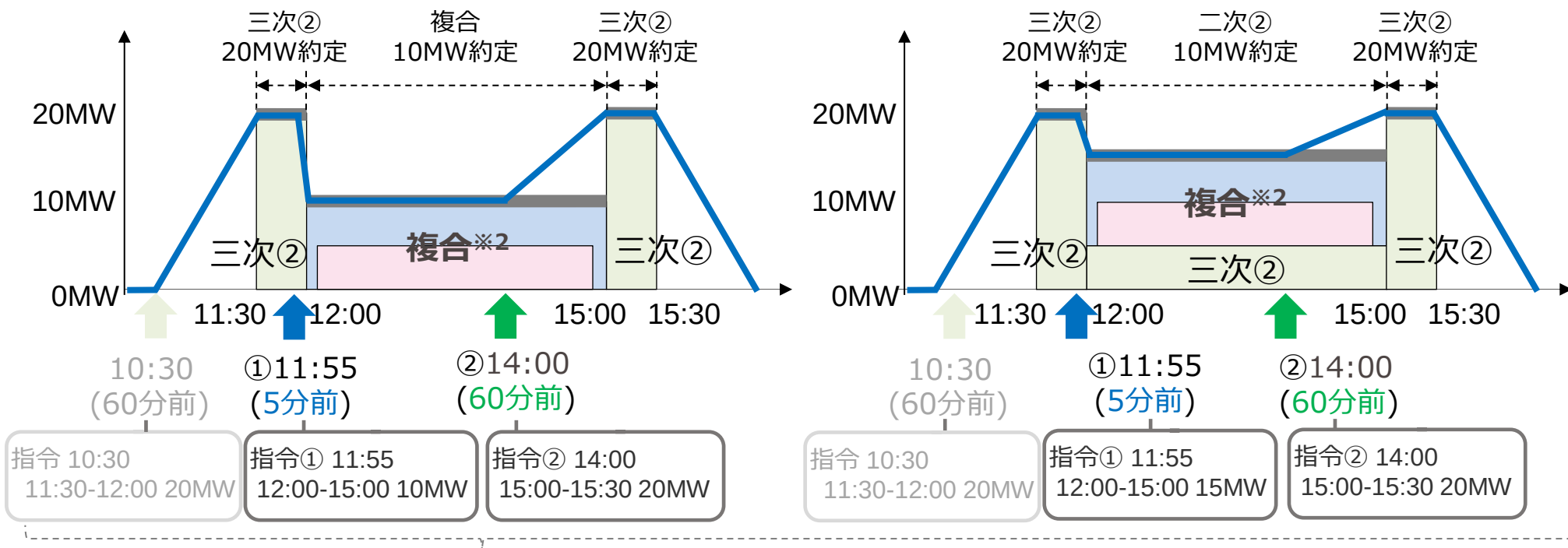
- 三次調整力②と複合商品（三次調整力①と二次調整力②が複合）で連続して約定※1し、商品区分を跨ぐ場合、三次調整力②は約定ブロックの60分前までに、複合商品は約定ブロックの5分前までに、それぞれを指令します。

※1 同一提供期間に、複合商品と三次調整力②が約定した場合も同様

【指令方法の例】

■ 三次②約定範囲 ■ 三次①約定範囲 ■ 二次②約定範囲 ■ 指令量 — 応動実績

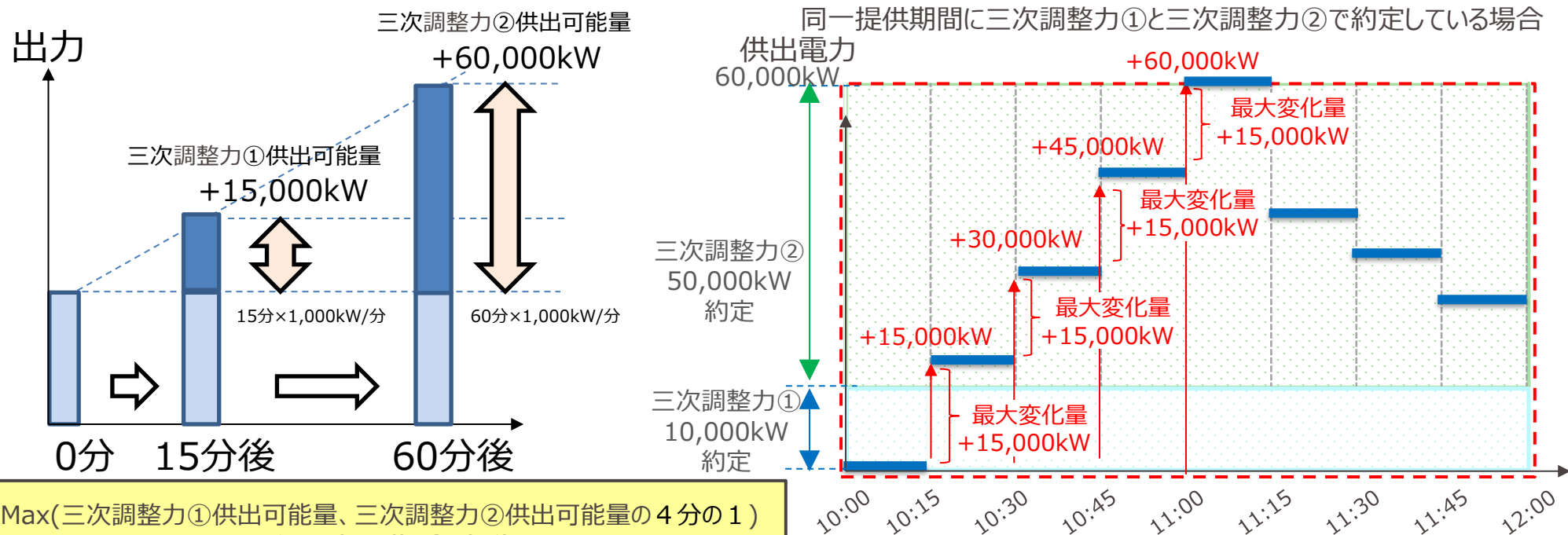
※2 同一提供時間で三次①が10MW、二次②が5MW約定した場合（二次②は三次①の内数として約定）



異なる商品の約定ブロックに対して、指令は分けて送信します。

- 同一の系統コードの単独発電機または各リスト・パターンにおいて、同一提供期間に二次調整力②・三次調整力①と三次調整力②で約定している場合、当該提供期間の三次調整力②の約定は、二次調整力②または三次調整力①が約定しているものとして指令を行います。
- 三次調整力①が約定している場合、15分以内の応動を求める最大変化量は、「三次調整力①供出可能量」、「三次調整力②供出可能量の4分の1」のうち、いずれか大きい量とします。
- 二次調整力②が約定している場合、5分以内の応動を求める最大変化量は、「二次調整力②供出可能量」、「三次調整力②供出可能量の12分の1」のうち、いずれか大きい量とします。
- なお、同一の系統コードの各リスト・パターンについては、同一提供期間に二次調整力②または三次調整力①と三次調整力②の入札や差替えができないため、この扱いはありません。

【1,000kW/分で出力上昇可能な単独発電機の例（三次①・三次②同時約定の例）】



- 各リスト・パターンを用いる場合の実働試験は、各リスト・パターンごと、商品区分ごとに試験を行います。具体的な実施方法は以下のとおりとします。
 1. 取引会員は、試験候補日時を選定して、メールにて属地TSOへ通知していただきます。
 - a. 試験候補日：任意の1日間
 - b. 試験時間：取引規程第29条（ ΔkW の入札単位）の中から入札を予定している時間帯を3つ選定していただきます。
※試験候補日時は、エリアの系統状況または需給状況により試験実施が不可と判断される場合は、試験日時を協議させていただき、再度設定させていただきます。
 2. 実働試験は、設定された試験日1日において、156スライドに記載の標準パターン化した3つの実働試験を行います。
 3. 取引会員は、設定した試験可能日時の60分前までに属地TSOに実働試験対象時間（試験実施直前の60分＋試験時間（30分間））の5分ごとの合計発電計画電力および実働試験基準値電力を、所定の様式16-2、16-3、16-4(三次調整力②【各リスト・パターン】応動実績提出用フォーマット【事前審査（実働試験用）】）を用いて提出※1します。
 4. 属地TSOは、試験日において、指令値の変更が必要となる30分コマに対して60分前までに取引会員に指令を実施します。ただし、30分コマに対して60分前までに取引会員に指令がない場合は、前30分コマの指令値に従った運転を継続していただきます。なお、専用線オンラインで接続する場合は、指令時間等を取引会員と調整します。
 5. 取引会員は、試験実施後、実働試験対象時間における、各リスト・パターンの5分ごとの合計発電計画電力、実働試験基準値電力、実績データ、および応動実績を所定の様式16-2、16-3、16-4(三次調整力②【各リスト・パターン】応動実績提出用フォーマット【事前審査（実働試験用）】）にて、属地TSOに提出※1していただきます。
- ※1 各様式にて、リソース単位での発電計画電力、実働試験基準値電力、実績データおよび応動実績（リソース単位に配分した指令値を含みます）を提出する場合は、各リスト・パターンごとの試験を省略することができます。

- 実働試験は試験a、b、cについて下記のとおり、標準パターン化した試験を実施します。
- 合計発電計画電力および実働試験基準値電力は取引会員が実働試験開始60分前までに属地TSOへ提出いただいた様式16-2、16-3、16-4(三次調整力②【各リスト・パターン】応動実績提出用フォーマット【事前審査（実働試験用）】)の値を使用します。
 - ✓ 試験a：指令量を供出可能量としたときの応動時間および継続時間を確認する試験
(取引規程第22条（確認項目）の(4)イ、(5)を確認)
 - 取引会員が実働試験開始60分前までに属地TSOへ提出いただいた合計発電計画電力および実働試験基準値電力から供出可能量まで60分以内に応動させ、供出可能量が30分間以上継続できることを確認します。
 - 試験b：指令量を供出可能量の一部としたときの応動を確認する試験
(取引規程第22条（確認項目）の(4)ロ、ハを確認)
 - 合計発電計画電力および実働試験基準値電力から供出可能量の約30～70%の範囲内の任意の出力で、1コマ（30分）の間、指令に追従していることを確認します。
 - 供出可能量の約30～70%の範囲内の任意の出力まで応動させ、指令に追従していることを確認します。
 - ✓ 試験c：指令量がゼロの場合の応動を確認する試験
(取引規程第22条（確認項目）の(4)ニを確認)
 - 合計発電計画電力および実働試験基準値電力にもとづいた応動をしていることを確認します。

- 実働試験の評価は、属地TSOにて下記の手順で行います。
 1. 実働試験対象時間において、所定の様式16-2、16-3、16-4(三次調整力②【各リスト・パターン】応動実績提出用フォーマット【事前審査（実働試験用）】)にて提出された5分ごとの合計発電計画電力、実働試験基準値電力、実績データおよび応動実績を用いて評価します。
 2. 実働試験対象時間において、応動実績が許容範囲内であることを5分ごとに確認し、全てが許容範囲内である場合に要件に適合していると判断します。なお、適合している場合、156スライドの試験aにおいて確認された供出可能量を、入札量上限とします。
 3. 応動実績の許容範囲は以下のとおりとします。
指令量 $\pm$ 供出可能量 $\times 10\%$

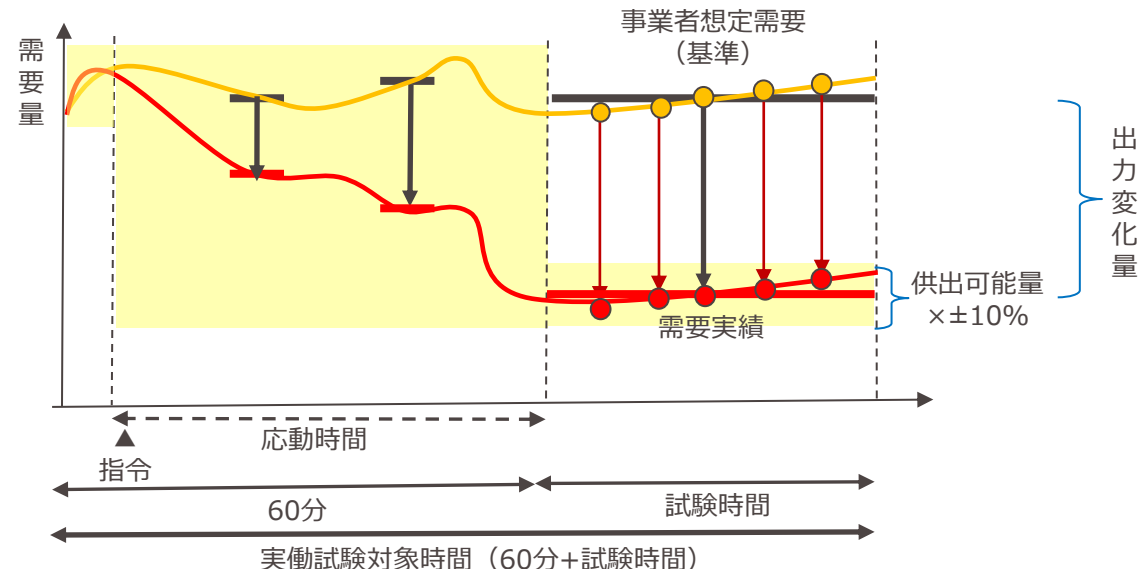
○ 5分ごとすべての応動実績が $\pm 10\%$ 以内の応動実績の範囲内であることを確認します（右図参照）

凡例

- 実働試験基準値電力（5分kW）
- 需要実績（5分kW）
- ↓ 応動実績（5分kW）
- 許容範囲

※各リスト・パターンにおいて、指令量とは、属地TSOが指令した指令値をいいます。

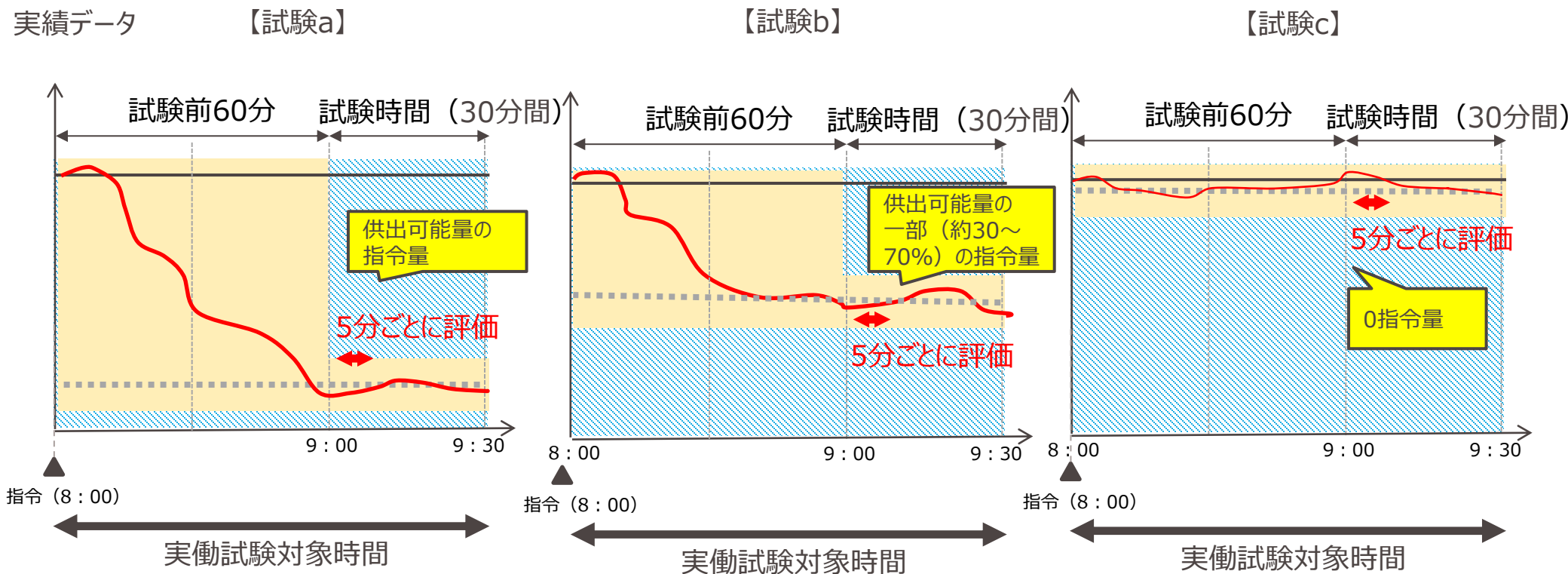
【出力変化量のイメージ（DSRの例）】



- 実働試験における許容範囲については、応動実績（実績データと合計発電計画電力および実働試験基準値電力の差分）が指令量を基準として算定した許容範囲内に収まっていることを確認いたします。

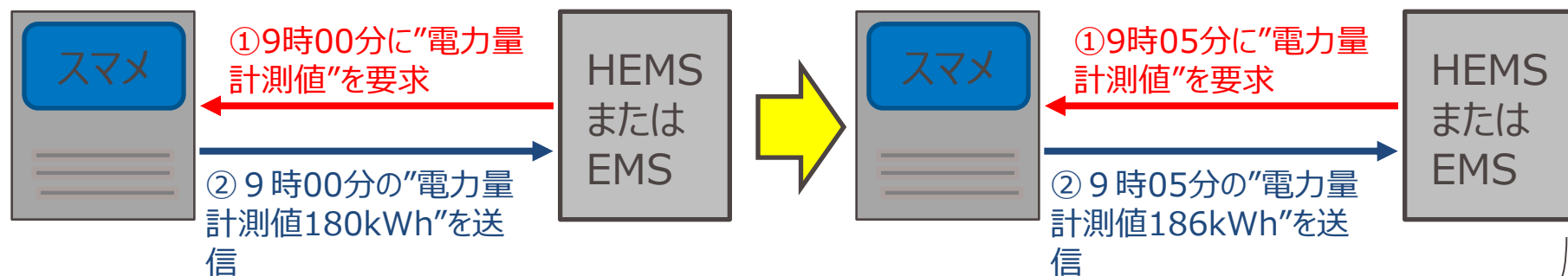
【実働試験の評価イメージ】

実働試験基準値電力：—— 実績データ：—— 指令量：……
 許容範囲： 試験前60分+試験時間：



- 実働試験の評価に用いる「5分kW値」について、電力量計の計測値を用いる場合は、下記の要領で「5分平均電力」を算定します。

○5分平均電力(補正計測電力)を算出する例



9時00分から9時05分の5分kWhは、 $186\text{kWh} - 180\text{kWh} = 6\text{kWh}$
 9時00分から9時05分の5分平均電力kWは、 $6\text{kWh} \div 5 \times 60 = 72\text{kW}$

【出力600kWで9時00分から9時30分まで運転した場合の計量周期と計量値の例】

周期	分類	9時00分	9時05分	9時10分	9時15分	9時20分	9時25分	9時30分
5分	kW	-	600kW	600kW	600kW	600kW	600kW	600kW
	kWh	-	50kWh	50kWh	50kWh	50kWh	50kWh	50kWh
10分	kW	-	-	600kW	-	600kW	-	600kW
	kWh	-	-	100kWh	-	100kWh	-	100kWh
15分	kW	-	-	-	600kW	-	-	600kW
	kWh	-	-	-	150kWh	-	-	150kWh
30分	kW	-	-	-	-	-	-	600kW
	kWh	-	-	-	-	-	-	300kWh

- 出力が一定の場合、kW計量値は計量周期によらず一定ですが、kWh計量値は計量周期によって異なります。(右図参照)
- そのため、事前審査の評価は5分平均電力(補正計測電力)の単位であるkWに統一して行います。
- なお、55～57スライドに準じて、合成変成比や損失率等を用いた修正を行っていただきます。



別冊（三次調整力①） 事前審査

- 性能確認の項目、確認事項および提出に求める性能データは下記のとおりです。
- 取引規程第19条（各リスト・パターン等の登録）第3項に該当し、かつ、派生パターンへの変更を希望する場合は、下記の第26条に定める要件に適合しているものとみなします。

第26条に定める要件（三次調整力①）		確認項目	性能データ等に関わる提出資料
①指令・制御	オンライン	第26条に規定するオンライン指令による出力調整が可能であること	属地TSOからオンライン指令に応じることが可能であることが確認できるもの。ただし、電源Ⅱ契約等または余力活用に関する契約を締結し三次調整力①相当の機能を有する場合はその契約書の写しをもってこれに代えることができる。
②指令間隔	専用線：数秒～数分※1 簡易指令システム：5分 ※1 余力活用に関する契約のない単独発電機の場合または各リスト・パターンの場合は簡易指令システムと同等の指令間隔		
③監視の通信方法	専用線：オンライン 簡易指令システム：オンライン	第26条に規定する監視間隔でデータ収集・提出が可能であること	属地TSOがオンラインで監視できること、監視間隔および発電実績として収集保存されたデータが確認できるもの。ただし、電源Ⅱ契約等または余力活用に関する契約を締結し三次調整力①相当の機能を有する場合はその契約書の写しをもってこれに代えることができる。
④監視間隔	1秒～5秒程度 （簡易指令システムの場合は1分）		
⑤通信回線	専用線または簡易指令システム	第13条に規定するセキュリティ要件を遵守していること	「電力制御システムセキュリティガイドライン」および「エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネスに関するサイバーセキュリティガイドライン」に準拠していることが確認できるもの。ただし、電源Ⅱ契約等または余力活用に関する契約を締結し三次調整力①相当の機能を有する場合はその契約書の写しをもってこれに代えることができる。

第26条に定める要件（三次調整力①）

確認項目

性能データ等に関わる提出資料

⑥応動時間

15分以内※1

※1 専用線オンラインで接続し、余力活用に関する契約を締結する単独発電機の場合、168スライドに定めるパターンaからcのいずれかの到達時刻までに到達すること

⑦供出可能量（入札量上限）

15分以内に出力変化可能で、30分間継続可能な最大の出力変化量

第26条に規定する応動時間以内に供出可能量まで到達できること。なお、専用線オンラインで接続し、余力活用に関する契約を締結する単独発電機に対して、E D C制御を行った場合（手動の指令値等でE D Cを模擬する場合を含む）は、需給調整市場システムへデータ登録されたE D C変化速度にもとづいてE D C演算周期において算定される指令値に対して、別表2に定めるE D C目標時刻までに到達すること。ただし、E D C目標時刻がE D C演算周期よりも短いときは、属地TSOが指令を送信してからE D C演算周期が経過する時間までに到達すること。また、E D C目標時刻について定めのない場合および第35条(2)ロに規定される指令を行った場合は、15分以内に到達すること。

提供期間は繰り返し指令に応じること

供出可能量のうち、一部の量が発動可能であること

指令がない場合、または指令量をゼロとする指令が行われた場合は、発電計画、1分発電計画電力計画、機器点1分発電計画電力、1分基準値電力計画（事前予測型）、機器点1分基準値電力（事前予測型）または1分基準値電力計画（直前計測型）にもとづいた応動をしていること。なお、第23条（性能データ等に関わる提出資料）にもとづいて確認を行う場合は、発電計画電力、合計発電計画電力またはベースラインにもとづいた応動をしていること。

以下のいずれかが確認できるデータ

- (1)単独発電機においては、定格出力、最低出力、出力変化速度が確認できるもの。ただし、電源Ⅱ契約等または余力活用に関する契約を締結し三次調整力①相当の機能を有する場合はその契約書の写しをもってこれに代えることができる。
- (2)単独発電機の場合は出力変化曲線、各リスト・パターンの場合は実証事業等の実績データ（データ取得日、時間、出力が記載されたもの）であって、以下の内容が確認できる稼働データ。※2
 - (2-1)提出した供出可能量を出力するまでの時間が15分以内であること
 - (2-2)第26条に規定する指令間隔ごとの指令に追従できること
 - (2-3)指令量をゼロとする指令が行われた場合発電計画電力、合計発電計画電力またはベースラインにもとづいた運転を30分間継続
 - (2-4)供出可能量の30%～70%の範囲内の任意の出力で、応動時間を含め少なくとも1コマ（30分）の出力継続
 - (2-5)なお、(1)または(2)における最低出力が、664スライドの最低出力として用いることが不適当な場合、代替する値を証明する資料

※2 サンプリング周期は1分以内とし、1分ごとの全計測点を30分コマ単位（30点）で評価して、以下の応動に対して90%以上が第24条（実働試験の実施方法）に定める許容範囲内で応動していることが確認できるもの。



第26条に定める要件
(三次調整力①)

確認項目

性能データ等に関わる提出資料

⑧
継続時間

30分間以上

第26条に規定する継続時間以上の供出可能量または指令量を継続して出力し続けることが可能であること

以下のいずれかが確認できるデータ

- (1)単独発電機においては、定格出力の継続時間が確認できるもの。ただし、電源Ⅱ 契約等または余力活用に関する契約を締結し三次調整力①相当の機能を有する場合はその契約書の写しをもってこれに代えることができる。その他、市場運営者が他の資料に拠ることを認めた場合は、当該提出資料をもってこれに代えることができる。
- (2)単独発電機の場合は出力変化曲線、各リスト・パターンの場合は実証事業等の実績データ（データ取得日、時間、出力が記載されたもの）であって、以下の内容が確認できる稼働データ。その他、市場運営者が他の稼働データに拠ることを認めた場合は、当該稼働データをもってこれに代えることができる。ただし、出力変化曲線や実績データはサンプリング周期を1分以内として、30分コマ単位（30点）の内90%以上が第24条（実働試験の実施方法）に定める許容範囲内で応動していることが確認できるもの。
- (2-1)単独発電機の場合は、定格出力で30分間以上※の運転を継続していること。その他、市場運営者が他の内容に拠ることを認めた場合は、当該内容をもってこれに代えることができる。
- (2-2)各リスト・パターンの場合は、登録された供出可能量で30分間以上※継続していること
- ※⑥応動時間と⑦供出可能量も合わせて確認できる稼働データを提出する場合は、応動時間を含めた30分間継続を確認する。

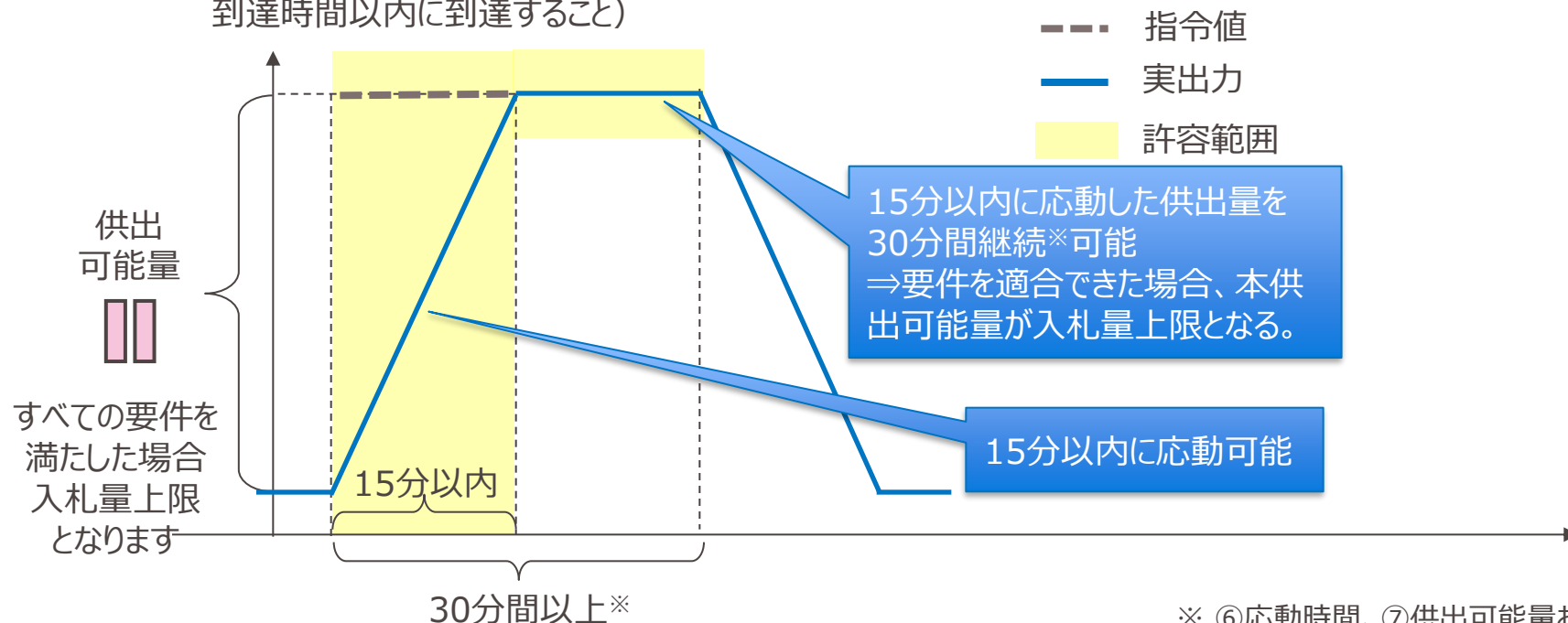


第26条に定める要件 (三次調整力①)		確認項目	性能データ等に関わる提出資料
⑨ 並列可否	-	単独発電機において、停止状態からΔkW約定量にもとづく調整を行うことを予定している場合は、停止状態から第26条に規定する応動時間以内に供出可能量まで到達できること	単独発電機の起動カーブ（データ取得日、時間、出力が記載されたもの）で、属地TSOからの指令受信後に、並列準備～並列～供出可能量までに要する時間が15分以内であることが確認できるもの
⑩ 各リスト・パターンまたはマスタパターン	-	(1)需要家リスト・パターンおよびネガボジリスト・パターン 取引会員間の需要リソースに重複がないことおよび需要リソースが複数の小売電気事業者または特定卸供給事業者に所属していないこと。 需要リソースが需要抑制量調整供給契約を締結している場合、当該需要リソースが所属する需要抑制バランシンググループに、当該需要家リスト・パターンまたはネガボジリスト・パターンに属さない需要者を含まないこと。 異なる系統コードに属する需要家リスト・パターンまたはネガボジリスト・パターンの間および異なる基準値の設定方法における需要家リスト・パターンまたはネガボジリスト・パターンの間で需要リソースに重複がないこと (2)発電機リスト・パターンおよびネガボジリスト・パターン 取引会員間の発電リソースに重複がないこと。 異なる系統コードに属する発電機リスト・パターンおよびネガボジリスト・パターンの間で発電リソースに重複がないこと。	リスト・パターン申請情報

⑥応動時間、⑦供出可能量、⑧継続時間の確認に用いる性能データ例（単独発電機の出力行変化曲線）

- 下記単独発電機の出力行変化曲線にて、応動時間以内に供出可能量まで到達できること、応動時間を含め30分間以上供出可能量の出力を継続的に供出可能であることを確認します。
 - ✓ 本実績データにより、162スライドの(2-1)、163スライドの(2-1)および(2-2)を確認可能です。
- なお、要件への適合を確認できた場合、本供出可能量が入札量上限となります。

【性能データ例】（余力活用に関する契約を締結する専用線の単独発電機に対してE D C制御を行った場合は168スライド記載の到達時間以内に到達すること）



176スライドの応動実績の評価に準じて提出された性能データの確認をいたします

※ ⑥応動時間、⑦供出可能量および⑧継続時間を合わせて確認できる稼働データを提出する場合は、応動時間を含めた30分間継続を確認する。

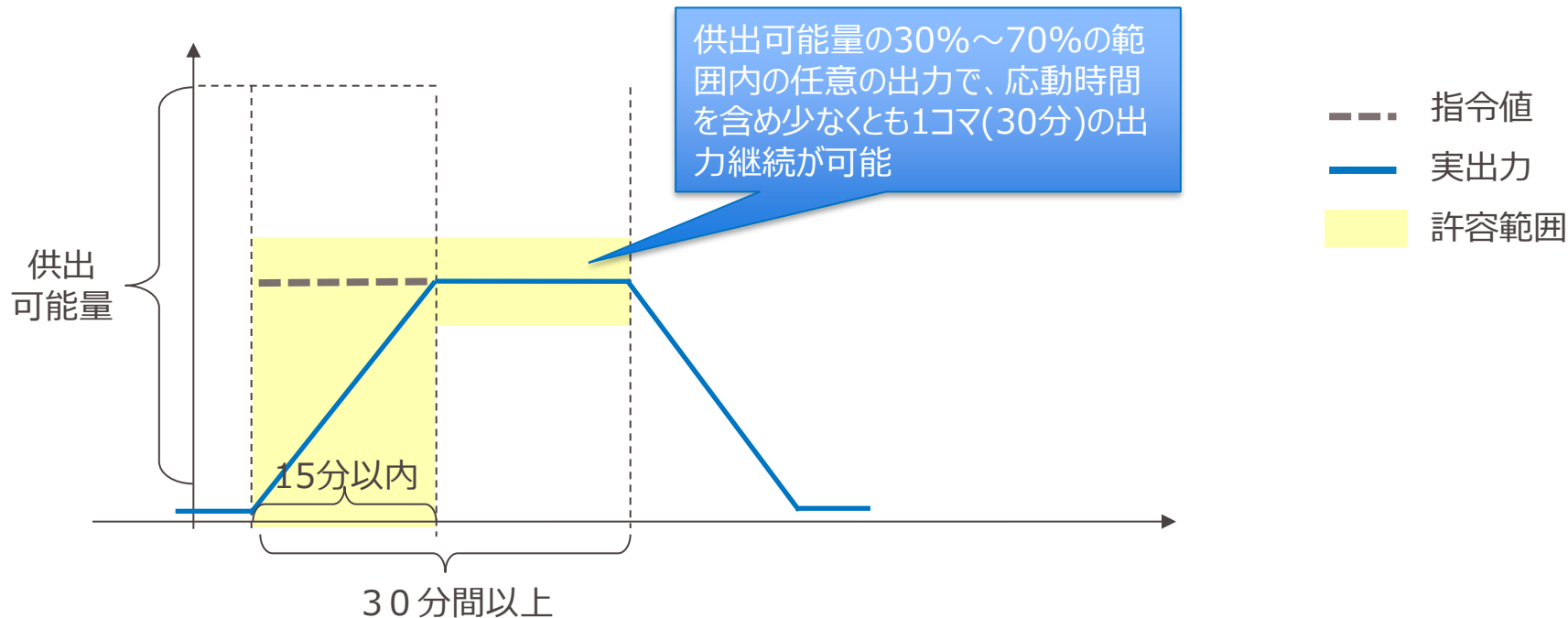


⑥応動時間、⑦供出可能量、⑧継続時間の確認に用いる性能データ例（単独発電機の実出力変化曲線）

- 下記単独発電機の実出力変化曲線にて、供出可能量のうち、一部の量が発動可能であることを確認します。

✓ 本実績データにより、162スライドの(2-4)を確認可能です。

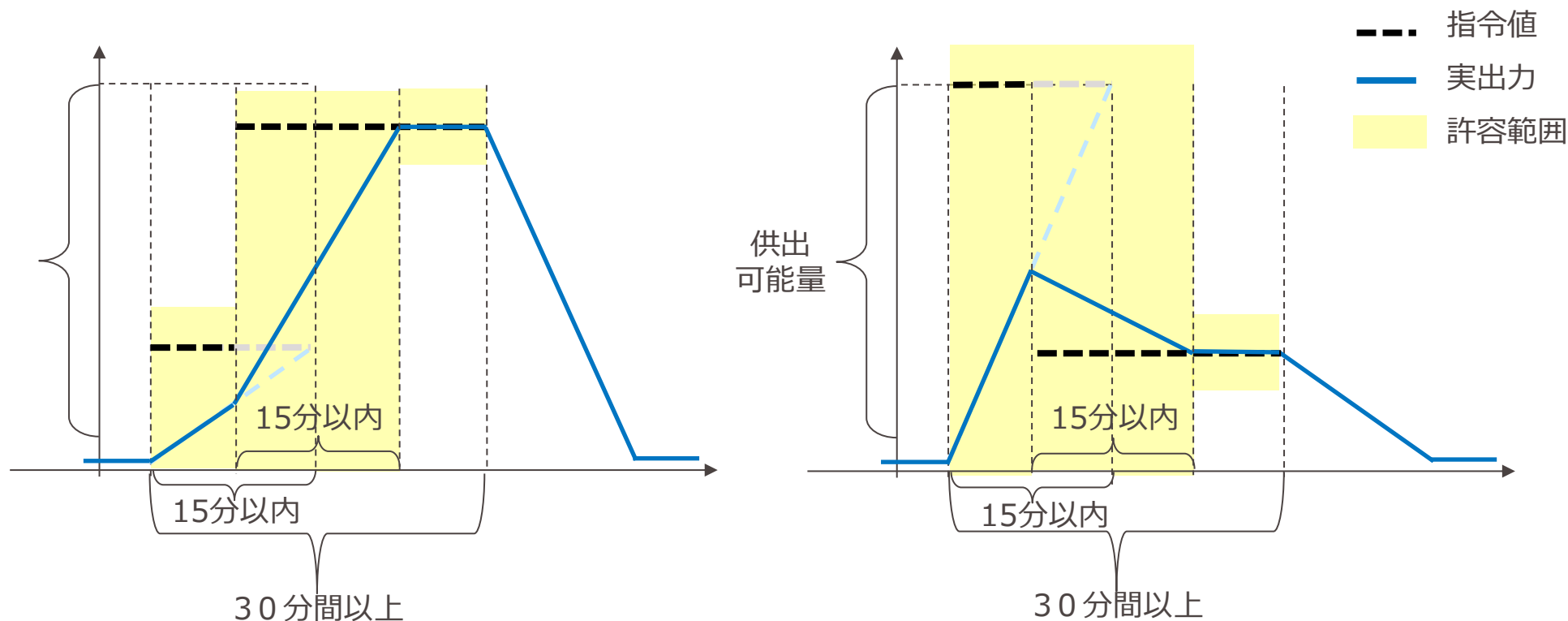
【性能データ例】（余力活用に関する契約を締結する専用線の単独発電機に対してE D C制御を行った場合は168スライド記載の到達時間以内に到達すること）



⑥応動時間、⑦供出可能量、⑧継続時間の確認に用いる性能データ例（単独発電機の実出力変化曲線）

- 下記単独発電機の実出力変化曲線にて、供出可能量のうち第26条（取引対象の ΔkW ）で定める指令間隔ごとの指令（増加、増加および増加、減少）に追従できることを確認します。
 - ✓ 本実績データにより、162スライドの(2-2)を確認可能です。

【性能データ例】（余力活用に関する契約を締結する専用線の単独発電機に対してE D C制御を行った場合は168スライド記載の到達時間以内に到達すること）



⑥応動時間、⑦供出可能量の確認に用いる性能データ例 (単独発電機出力変化曲線)

- 専用線オンラインで接続し、余力活用に関する契約を締結するリソースに対して EDC 制御を行った場合、需給調整市場システムへデータ登録された EDC 変化速度にもとづいて EDC 演算周期において算定される指令値に対して、166 スライドと同様の応動ができているかを、各エリアの EDC 仕様にもとづき以下のパターンで確認を行います。

パターン a : EDC 目標時刻までに到達できること

【東北・東京・中部・北陸・関西】

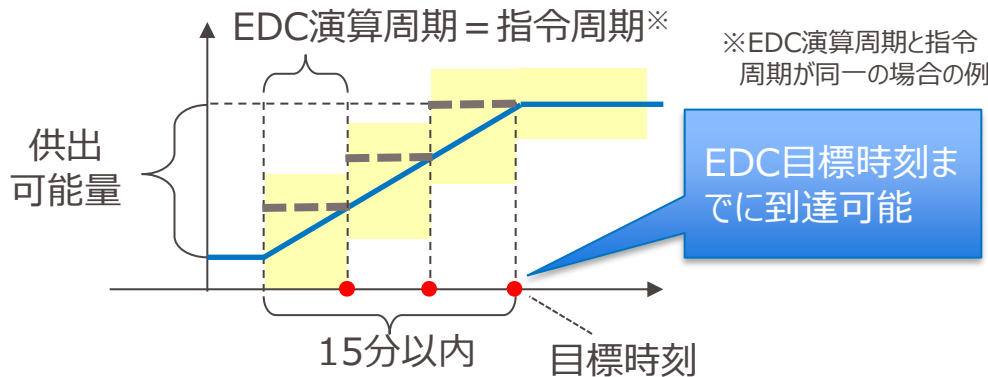
パターン b : EDC 演算周期が経過する時間までに到達すること

【中国・四国・九州】

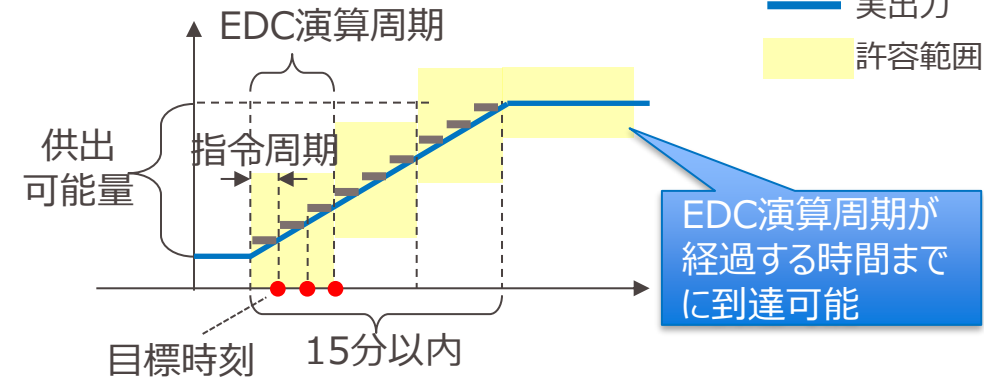
パターン c : 15分以内に到達すること

【北海道】

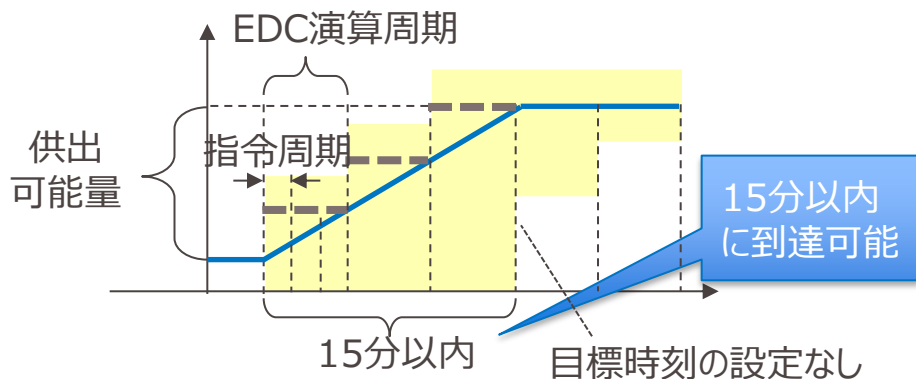
(パターン a) EDC 演算周期 ≤ 目標時刻の場合



(パターン b) EDC 演算周期 > 目標時刻の場合



(パターン c) 目標時刻の設定がない場合



【各エリアの専用線オンラインでの指令周期】

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
EDC 演算周期	3分	3分	5分	5分	5分	2.5分	5分	5分	5分
EDC 指令周期	3秒	3分	5分	10秒	30秒	2.5分	10秒	20秒	5秒
EDC※ 目標時刻	—	3分後	5分後	10分後	5分後	3分後	10秒後	1分後	5秒後

※上表の EDC 目標時刻を超過する指令を行う場合、需給調整市場システムに登録された EDC 変化速度で指令値に到達するまでの時間を EDC 目標時刻とする。



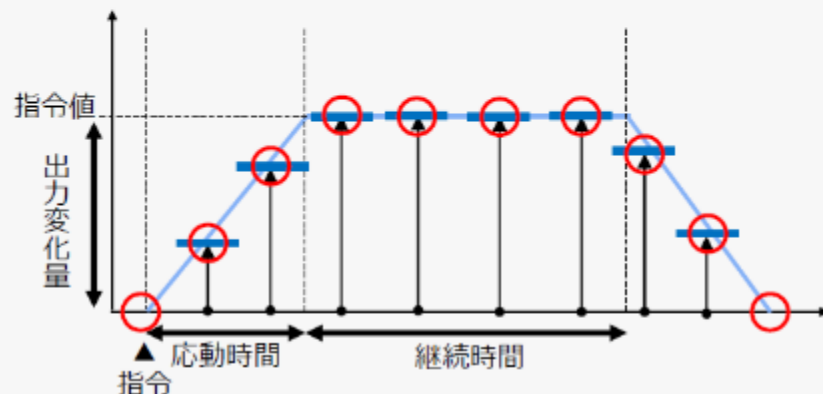
- 週間市場商品の応動評価は、事前審査、アセスメントともに「調整力型」の考え方として、指令に対する追従性を、より細かな粒度で確認します。

【調整力型および供給力型の評価の考え方について】

種別	応動	求められるもの	評価の考え方
調整力型	中給からの指令値に従って随時出力を変化	今の需給状態※からの変化 ※現時点の需要及び供給値	指令に対して追従できているかどうか
供給力型	あらかじめ策定した発電計画に沿って自ら発動	計画通りの出力	あらかじめ策定した計画通りの動きであるかどうか（30分単位の出力平均値で評価）

【調整力型の評価のイメージ】

細かな粒度で監視することで、応動が指令値に追従しているかを評価できる。



- 簡易指令システムを用いて指令を発信する場合、実働試験・アセスメントⅡの概要は下記のとおりです。

【具体的な方法（概要）】

項目	実施内容
評価対象	実出力(需要実績)と基準の差※4 [送電端で確認]
評価間隔	1分（オンライン）
許容範囲	指令値※1・2・3から落札された ΔkW の $\pm 10\%$
評価方法	1分ごとの全計測点を30分コマ単位で評価し、許容範囲への滞在率が90%(27/30点)以上となっていること
中間点	設定無し

※1 ブロック開始後、最初の指令および出力が変化する場合、指令値ゼロの場合も含めて指令が発信され、最初の指令はブロック開始後15分を到達時刻とする指令を行う。

※2 実出力値での指令については簡易指令システムの改修が必要。

※3 指令無しの場合、指令量ゼロを指令値とする。

【計測時の基準の考え方】

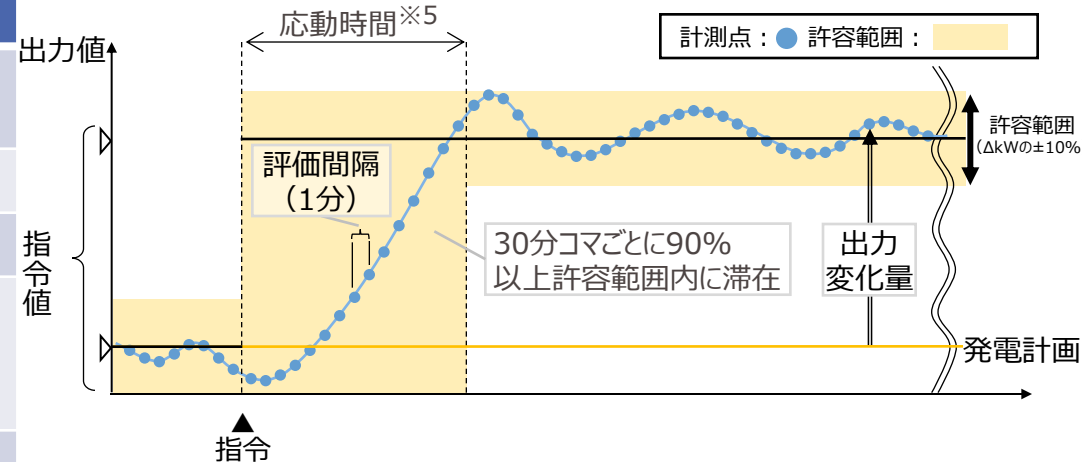
指令方法	基準の考え方
実出力値	発電計画※4
出力変化量	基準値

※4 単独発電機に対し実出力指令を行う場合、三次調整力①の実働試験・アセスメントⅡについては、実出力値で送信した指令値と実出力実績を用いて実施する。

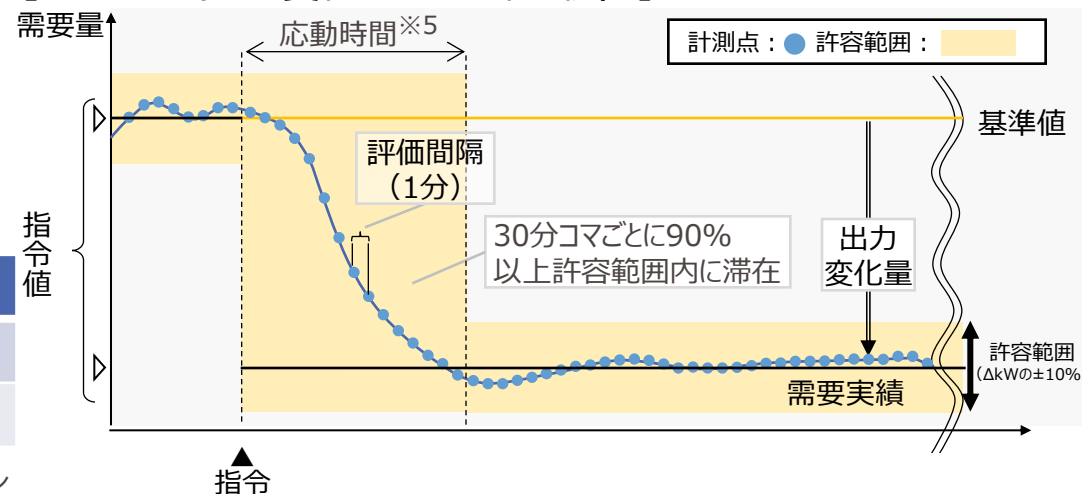
出所) 第17回需給調整市場検討小委員会 (2020.6.12) 資料2-1をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2020/files/jukyu_shijyo_17_02_01.pdf

三次② 三次① 二次② 二次① 一次 複合

【イメージ（実出力値での指令の例）】



【イメージ（出力変化量での指令の例）】



※5 中給から指令を発信してから供出可能量まで出力を変化するのに要する時間

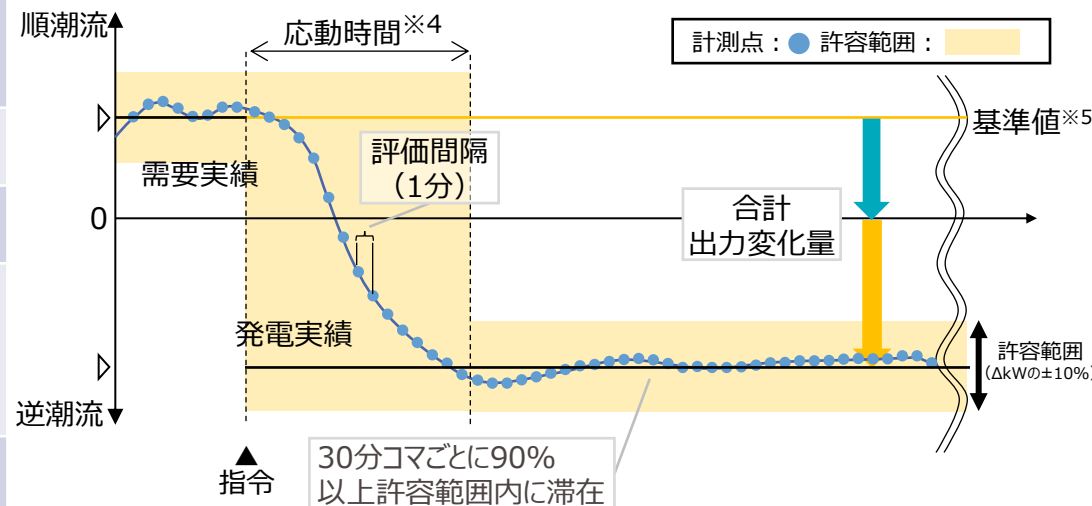


取引規程 第3章 第22条、第24条、第8章 第39条

- ネガポジ型リソースにおける実働試験・アセスメントⅡの概要は下記のとおりです。

【具体的な方法（概要）】

項目	実施内容
評価対象	基準値から需要実績までの差分と発電実績を合計したもの[送電端で確認]
評価間隔	1分（オンライン）
許容範囲	指令値※1・2・3から落札された ΔkW の $\pm 10\%$
評価方法	1分ごとの全計測点を30分コマ単位で評価し、許容範囲への滞在率が90%(27/30点)以上となっていること
中間点	設定無し



- ※1 ブロック開始後、最初の指令および出力が変化する場合、指令値ゼロの場合も含めて指令が発信され、最初の指令はブロック開始後15分を到達時刻とする指令を行う。
- ※2 専用線オンラインでの出力変化量指令は、中給システム改修が必要。
- ※3 指令無しの場合、指令量ゼロを指令値とする。

- ※4 中給から指令を発信してから供出可能量まで出力を変化するのに要する時間
- ※5 ネガポジ型リソースについては、ネガ側は基準値を小売単位で提出し、ポジ側については発電BG単位で発電計画を提出する。

【計測時の基準の考え方】

指令方法	基準の考え方
出力変化量	基準値、発電計画

出所) 第22回需給調整市場検討小委員会 (2021.3.30) 資料3をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2020/files/jukyu_shijyo_22_03.pdf



- 専用線を用いて指令を発信する場合、実働試験・アセスメントⅡの概要は下記のとおりです。
(エリアにより中給システムの仕様が異なるため、詳細については、177～181スライドに示します)

【具体的な方法（概要）】

項目	実施内容
評価対象	実出力(需要実績)と基準の差※1 [発電端値を送電端値に換算し確認]
評価間隔	1分（オンライン）
許容範囲	指令値※2・3・4から落札された ΔkW の $\pm 10\%$
評価方法	1分ごとの全計測点を30分コマ単位で評価し、許容範囲への滞在率が90%(27/30点)以上となっていること
中間点	設定無し

【計測時の基準の考え方】

指令方法	基準の考え方
実出力値	発電計画※1
出力変化量	基準値

※1 なお、専用線で接続する単独発電機に対し実出力指令を行う場合、三次調整力①の実働試験・アセスメントⅡについては、実出力値で送信した指令値と実出力実績を用いて実施する形といたします。

※2 EDCの演算結果（演算周期は3分または5分）にもとづく発電端での指令値。EDC演算周期よりも短い間隔で指令発信される場合は、EDC演算周期において最後に出る値をEDC演算結果とする。

※3 指令無しの場合、単独発電機の場合は発電計画電力、需要家リスト・パターンの場合は指令量ゼロを指令値とみなす。

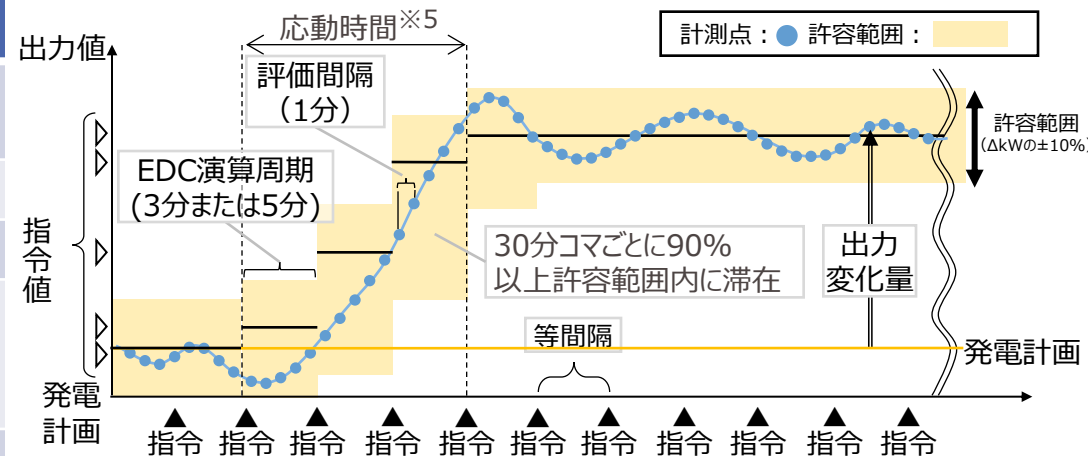
※4 出力変化量での指令については、中給システムの改修が必要。

出所) 第17回需給調整市場検討小委員会 (2020.6.12) 資料2-1をもとに作成

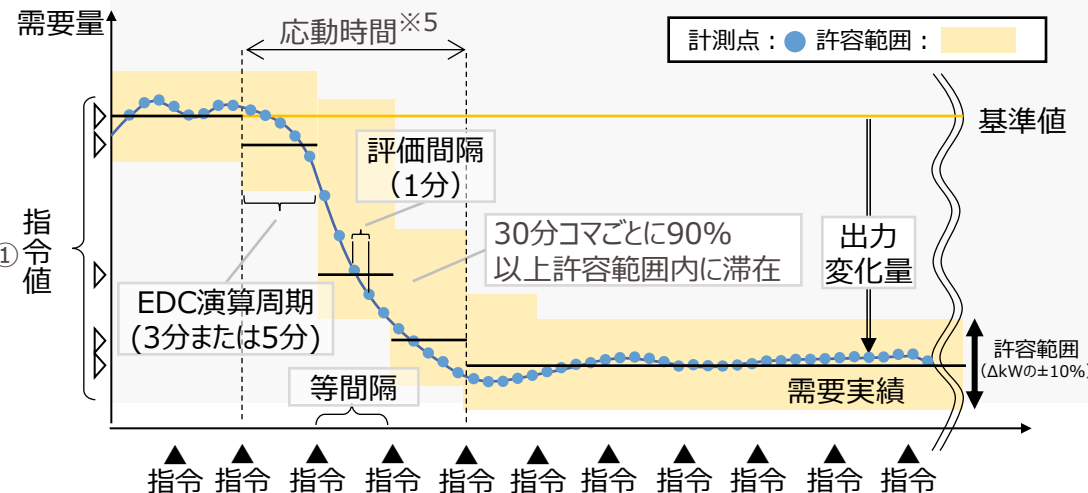
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2020/files/jukyu_shijyo_17_02_01.pdf

三次② 三次① 二次② 二次① 一次 複合

【イメージ（実出力値での指令の例）】



【イメージ（出力変化量での指令の例）】



※5 中給から指令を発信してから供出可能量まで出力を変化するのに要する時間



取引規程 第3章 第22条、第24条、第8章 第39条

- 単独発電機の場合における実働試験の具体的な実施方法は下記のとおりとします。なお、GFまたはLFC機能を有する場合は、原則として当該機能をロックした状態で試験を行います。
 1. 取引会員は、試験候補日時を選定して、メールにて属地TSOへ通知していただきます。
 - a. 試験候補日：任意の1日間
 - b. 試験時間：取引規程第29条（ Δ kWの入札単位）の中から入札を予定している30分コマを4つ選定していただきます。※試験候補日時は、エリアの系統状況または需給状況により試験実施ができない場合、試験日時を協議させていただき、再度設定させていただきます。
 2. 実働試験は、174、175スライドに記載の標準パターン化した実働試験を行います。
 3. 取引会員は、実働試験開始60分前までに広域機関へ発電計画を提出します。
 4. 属地TSOは、試験日において指令値への到達を求める時刻（以下、「到達時刻」といいます。）の15分前までに指令を行います。ただし、対象の時刻に対して15分前までに指令がない場合は、対象の時刻の直前の時間に対する指令値に従った運転を継続していただきます。なお、専用線オンラインで接続する場合は、指令時間等を取引会員と調整します。
 5. 取引会員は、簡易指令システムで接続し、出力変化量指令を選択する場合、設定した試験可能日時の60分前までに属地TSOに、試験実施直前の60分＋試験時間（以下、「実働試験対象時間」といいます。）における1分発電計画電力、試験実施後に試験時間における1分ごとの発電実績および応動実績を所定の様式17-1（三次調整力①・二次調整力②【単独発電機】応動実績提出用フォーマット【事前審査（実働試験用）】）にて、属地TSOに提出していただきます。
 6. 取引会員は、簡易指令システムで接続し、出力調整指令（数値指令）を選択する場合、または専用線オンラインで接続する場合、試験実施後、試験時間における1分ごとの発電実績および応動実績を所定の様式17-1（三次調整力①・二次調整力②【単独発電機】応動実績提出用フォーマット【事前審査（実働試験用）】）にて、属地TSOに提出していただきます。



- 実働試験は試験a、b、c、dについて下記のとおり、標準パターン化した試験を実施します。
- なお、発電計画電力は、取引会員が実働試験開始60分前までに広域機関へ提出いただいた発電販売計画にもとづくものとし、1分発電計画電力は発電計画電力にもとづくものとします。
 - ✓ 試験a：指令量を供出可能量としたとき、または指令値を発電上限電力としたときの応動時間および継続時間を確認する試験
(取引規程第22条（確認項目）の(4)イ、(5)、(6)を確認)
 - ・ 簡易指令システムで接続または専用線オンラインで接続し余力活用に関する契約を締結していない場合、15分以内に1分発電計画電力から供出可能量まで増加させ、供出可能量が30分間以上継続（応動時間を含む）できることを確認します。
 - ・ 専用線オンラインで接続し、余力活用に関する契約を締結する場合、EDC変化速度にもとづいて供出可能量まで増加させ、供出可能量が30分間以上継続（応動時間を含む）できることを確認します。
 - ✓ 試験b：指令量または指令値を繰り返し変化させたときの応動を確認する試験
(取引規程第22条（確認項目）の(4)ロを確認)
 - ・ 発電計画電力または1分発電計画電力から供出可能量の30%～70%の範囲内の任意の出力で増加させる指令に追従していることを確認します。
 - ・ 供出可能量まで増加させる指令に追従していることを確認します。

- ✓ 試験c：指令量を供出可能量の一部としたとき、または指令値を発電上限電力の一部としたときの応動時間および継続時間を確認する試験

（取引規程第22条（確認項目）の(4)ハを確認）

- ・ 簡易指令システムで接続または専用線オンラインで接続し余力活用に関する契約を締結していない場合、15分以内に1分発電計画電力まで増加させ、30分間以上継続（応動時間を含む）できることを確認します。
- ・ 専用線オンラインで接続し、余力活用に関する契約を締結する場合、EDC変化速度にもとづいて供出可能量の30%～70%まで増加させ、30分間以上継続（応動時間を含む）できることを確認します。

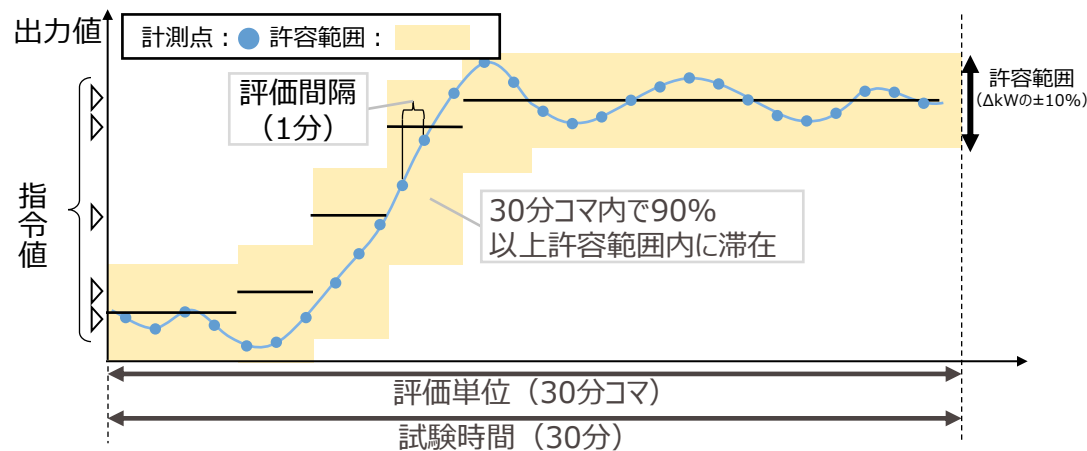
- ✓ 試験d：指令量がゼロの場合の応動を確認する試験

（取引規程第22条（確認項目）の(4)ニを確認）

- ・ 発電販売計画（簡易指令システムで接続し、出力調整指令（数値指令）を選択するときに限る）、または1分発電計画電力計画にもとづいた応動をしていることを確認します。



- 実働試験の評価は、属地TSOにて以下の手順で行います。
 1. 実働試験対象時間において、広域機関に提出された発電計画または様式17-1(三次調整力①・二次調整力②【単独発電機】応動実績提出用フォーマット【事前審査（実働試験用）】)にて提出された1分発電計画電力、1分ごとの発電実績および応動実績を用いて評価します。
 2. 試験時間において、応動実績が許容範囲内であることを1分ごとに確認します。評価は30分コマ単位に行い、計測点30点のうち90%以上が許容範囲内である場合に要件に適合していると判断します。なお、適合している場合174スライドの試験aにおいて確認された供出可能量を、入札量上限とします。
 3. 簡易指令システムで接続し、出力調整指令（数値指令）を選択する場合、または専用線オンラインで接続する場合の発電実績の許容範囲は以下のとおりとします（簡易指令システムで接続し、出力変化量指令を選択する場合の応動実績の許容範囲は指令量を用いて算定します）。※
 - a. 指令値変更に伴い応動している時間を除く時間
指令値±供出可能量×10%
 - b. 増加方向への指令値変更に伴い応動している時間
「変更前指令値－供出可能量×10%」から「変更後指令値＋供出可能量×10%」
 - c. 減少方向への指令値変更に伴い応動している時間
「変更前指令値＋供出可能量×10%」から「変更後指令値－供出可能量×10%」



※単独発電機の場合において、「指令値」は簡易指令システムで接続し出力調整指令（数値指令）を選択する場合、または専用線オンラインで接続する場合に属地TSOが指令した指令値を指します。簡易指令システムで接続し、出力変化量指令を選択する場合は「出力変化量」にて指令が行われます。

専用線オンラインで発電端により指令を行っている場合は、属地TSOとの協議により定めた算出式により、発電端の指令値を送電端に換算した値とします。



- 176スライド3における「指令値変更に伴い応動している時間」は、単独発電機の接続形態（簡易指令システムまたは専用線オンライン）および専用線オンラインで接続する場合の指令周期等により、次のとおり異なります。

（簡易指令システムの場合） 属地TSOから送信された指令値の到達時刻の直前の15分間とします。

（専用線オンラインで接続する場合）※1

E D C制御を行った場合※2は、別表2に定めるE D C目標時刻までとします。

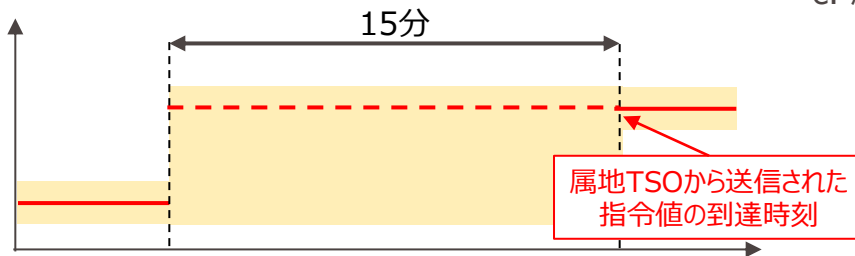
E D C目標時刻がE D C演算周期よりも短いときは、属地TSOが指令を送信してからE D C演算周期が経過するまでの時間とします。

E D C目標時刻について定めのない場合は属地TSOが指令を送信してから「15分間」※3とします。

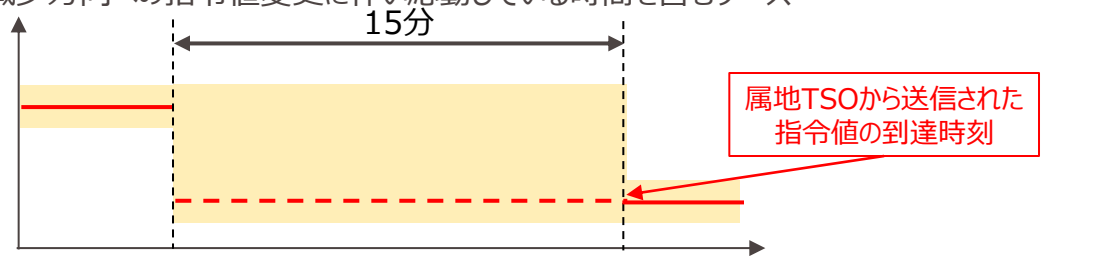
※1 余力活用に関する契約を締結していない場合、もしくは余力活用に関する契約を締結し第35条(2)ロに規定される指令を行った場合、属地TSOが指令を送信してから15分間とします ※2 手動の指令値等でEDCを模擬する場合を含む ※3 到達時刻が「5分」を超過する指令を行う場合は、需給調整市場システムへデータ登録されたEDC変化速度で応動したときに送信された指令値に到達するまでの時間とします

i) 「簡易指令システムの場合」

b. 増加方向への指令値変更に伴い応動している時間を含むケース

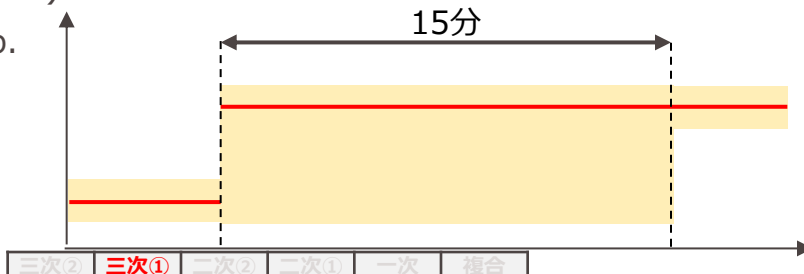


c. 減少方向への指令値変更に伴い応動している時間を含むケース

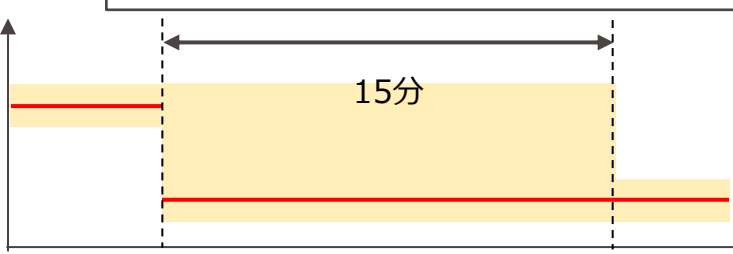


ii) 「専用線オンラインでE D C目標時刻について定めのない場合」

b.

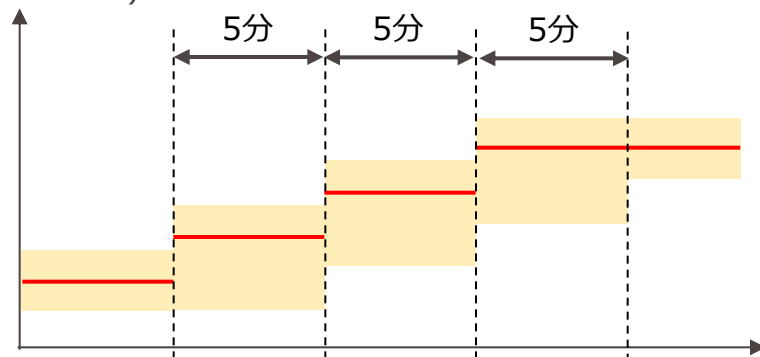


c.

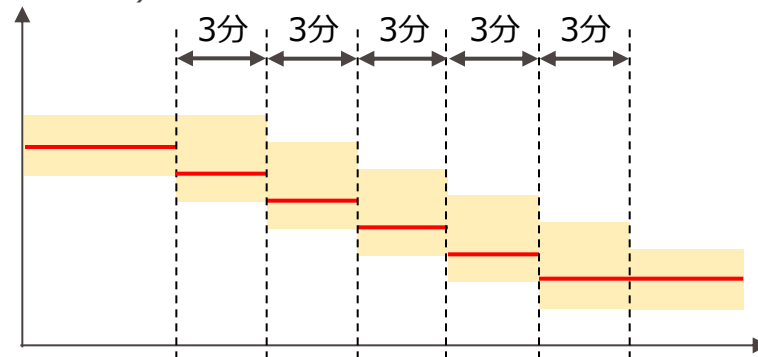


iii) 「専用線オンラインで“EDC目標時刻 $\geq$ EDC演算周期”のEDC制御を行なった場合」※

b. 増加方向への指令値変更に伴い応動している時間を含むケース
(EDC目標時刻が「5分後」、EDC演算周期が「5分」の
場合の例)

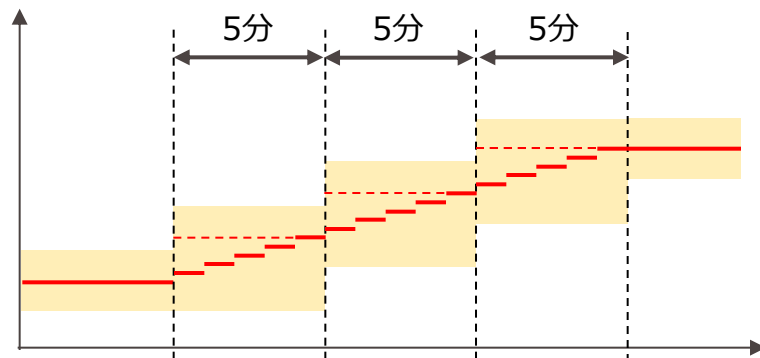


c. 減少方向への指令値変更に伴い応動している時間を含むケース
(EDC目標時刻が「3分後」、EDC演算周期が「3分」の
場合の例)

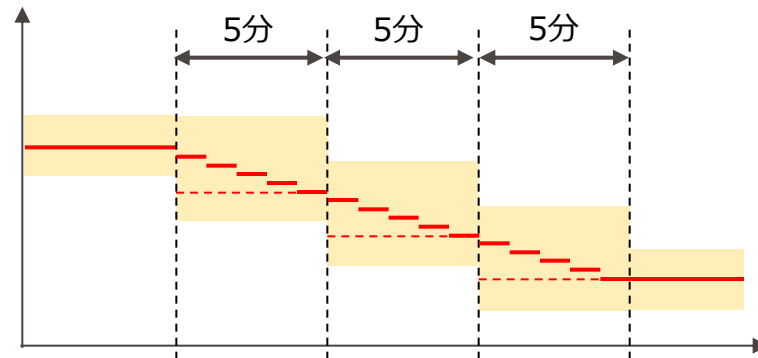


iv) 「専用線オンラインで“EDC目標時刻 $<$ EDC演算周期”のEDC制御を行なった場合」※

b. 増加方向への指令値変更に伴い応動している時間を含むケース
(EDC目標時刻が「1分後」、EDC演算周期が「5分」の
場合の例)



c. 減少方向への指令値変更に伴い応動している時間を含むケース
(EDC目標時刻が「1分後」、EDC演算周期が「5分」の
場合の例)



— : 指令値 ■ : 許容範囲 ↔ : 指令値変更に伴い応動している時間

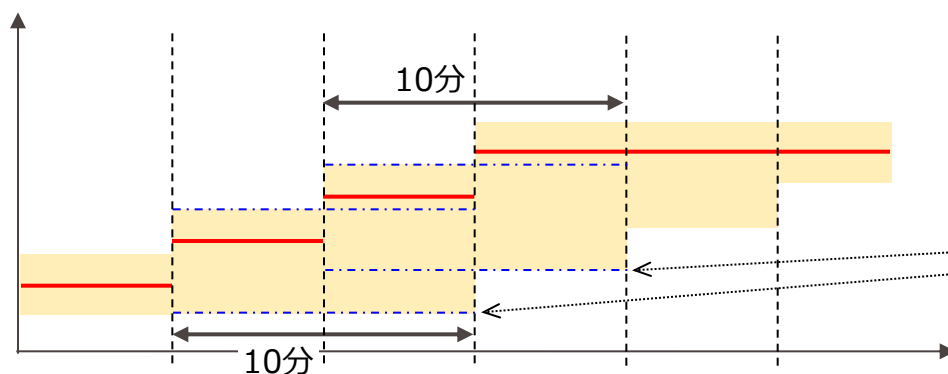
※ 手動の指令値等でEDCを模擬する場合を含む



取引規程 第3章 第24条、第8章 第39条

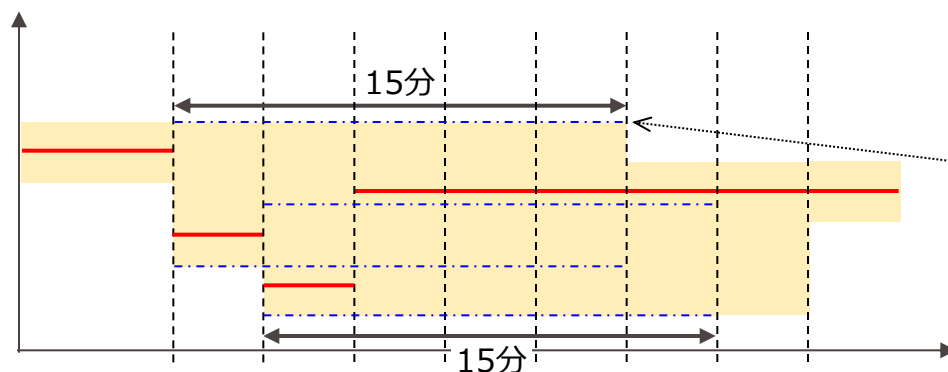
- 指令値変更に伴い応動している時間に新たに指令値の変更が行われた場合は、変更前の指令値に対し算定した上限値および下限値を、前述のi)～iv)で示した時間保持するものとします。
- 複数の指令値変更に伴い応動している時間が重なる場合は、最も大きい上限値から最も小さい下限値の間を（重なった期間における）許容範囲とします。

（例） EDC目標時刻が「10分後」、EDC演算周期が「5分」で、応動している時間に指令値が変更となった場合 ※



EDC指令値が変更されても、変更前の指令値に対して算定した下限値が、変更後5分間(当初の目標時刻である10分後までの間)保持されます。

（例） EDC目標時刻に定めが無く、EDC演算周期が「3分」で、応動している時間に指令値が変更となった場合 ※



EDC指令値が変更されても、変更前の指令値に対して算定した上限値が、変更後12分間(変更前の指令から15分後までの間)保持されます。

※ 手動の指令値等でEDCを模擬する場合を含む

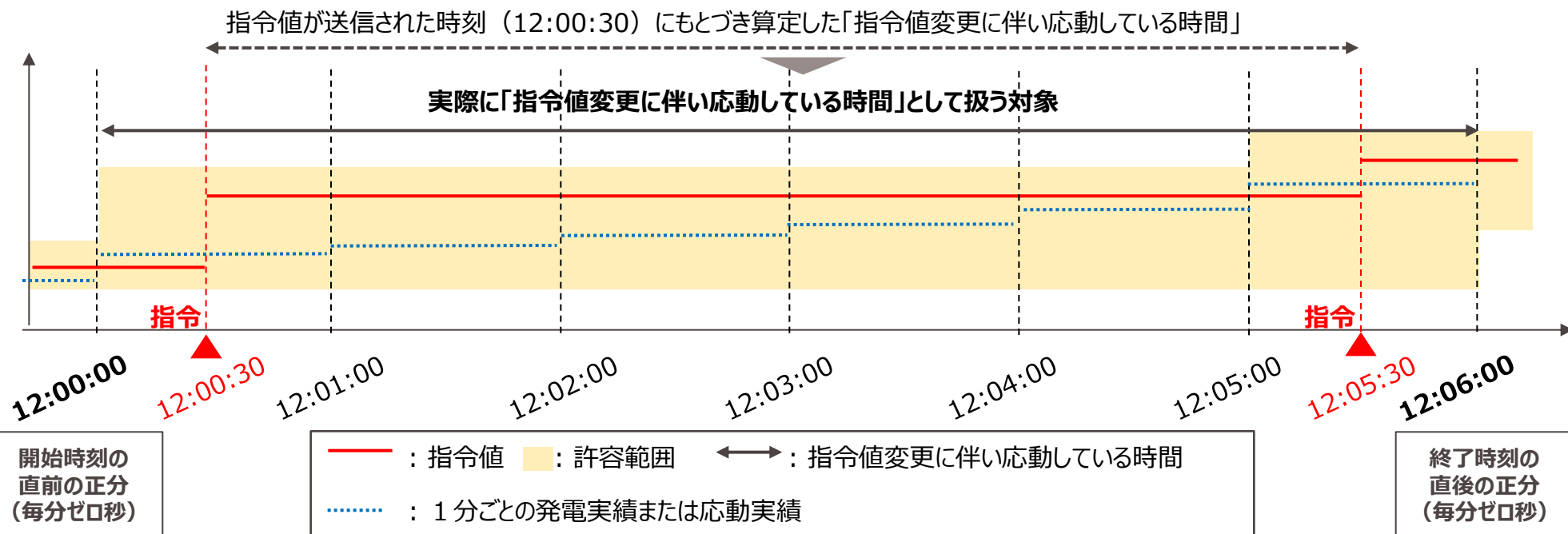
— : 指令値 ■ : 許容範囲 ↔ : 指令値変更に伴い応動している時間



取引規程 第3章 第24条、第8章 第39条

- なお、前述のi)～iv)で示した「指令値変更に伴い応動している時間」が毎分ゼロ秒（以下、「正分」といいます。）を除く時刻に開始および終了する場合は、「指令値変更に伴い応動している時間」として扱う対象は、当該開始時刻の直前の正分から当該終了時刻の直後の正分までといたします。

(例) 専用線オンラインかつE D C目標時刻が「5分後」、E D C演算周期が「5分」の場合で、12:00:30に指令値変更を実施



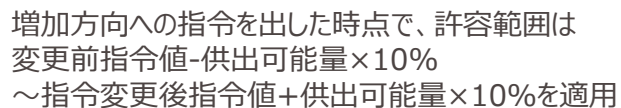
上記の例の場合、12:00:30に増加方向の指令値変更が行われたことにより、許容範囲が「変更前指令値－供出可能量10%」から「変更後指令値＋供出可能量×10%」の範囲へと拡大されますが、この拡大された許容範囲により発電実績または応動実績（アセスメントⅡの場合は供出電力（1分））が評価されるのは、計測対象時間を以下とする6点※となります。

- ①12:00:00～12:00:59、②12:01:00～12:01:59、③ 12:02:00～12:02:59、
 ④12:03:00～12:03:59、⑤12:04:00～12:04:59、⑥ 12:05:00～12:05:59

※11:59:00～12:00:00および12:06:00～12:07:00を計測対象時間とする実績の評価においては、この拡大された許容範囲は適用しません。



- 【イメージ：試験a（指令値を供出可能量としたときの応動時間および継続時間を確認する試験）】



①基本的な考え方

- 約定ブロック内において、到達時刻の15分前までに5分間隔で、属地TSOから指令値ゼロも含めて指令を行います。

②同一の系統コードのリソースで三次調整力①の約定ブロックが連続している場合の指令方法

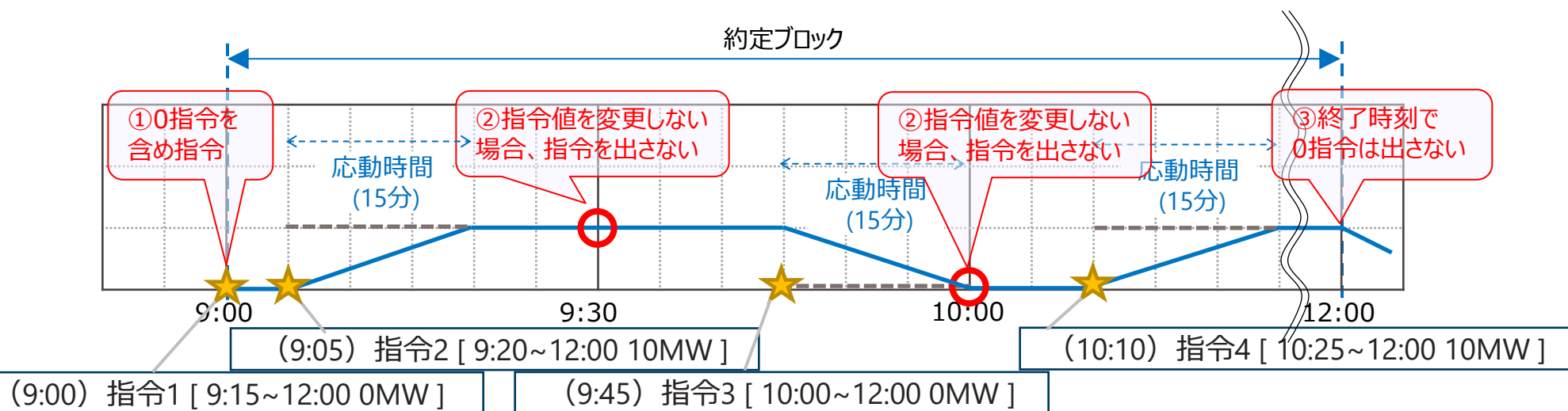
- 約定した連続ブロックの最終時刻で指令するため、指令値を変更しない場合、コマごと約定ブロック跨ぎでの指令は出しません。

③約定ブロック終了時刻の指令方法 (同一の系統コードのリソースで三次調整力①のブロックを連続して約定した場合は、連続した約定ブロックの最終時刻)

- 実働試験終了時に属地TSOからリソースへの復帰指令は行いません。
- 実働試験時だけではなく、約定後の実需給においても同様の指令方法になります。

----- : 指令値 ————— : 需要抑制実績

※指令値の変更が必要となる到達時刻の15分前までに指令を実施するため、毎時00分、15分、30分および45分の指令とは限りません。



約定した最初の商品ブロックの指令は、商品ブロック開始後15分を到達時刻とした指令を行う。

三次② 三次① 二次② 二次① 一次 複合



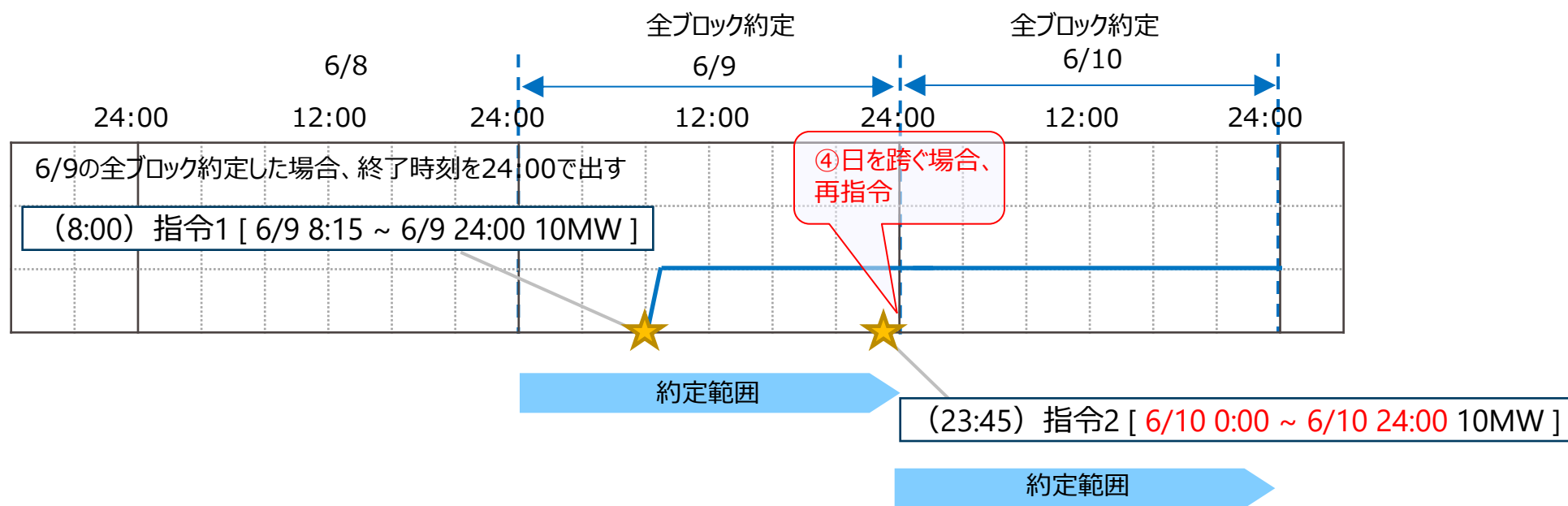
取引規程 第3章 第24条、第7章 第35条

④連続した約定ブロックが日を跨ぐ場合の指令方法

- 同一系統コードのリソースが約定した連続するブロックで日を跨ぐ場合は、指令値を変更しない場合であっても、日替わりで指令を出し直します。

⑤システムトラブル等により属地TSOから指令がない、または指令量をゼロとする指令が行われた場合

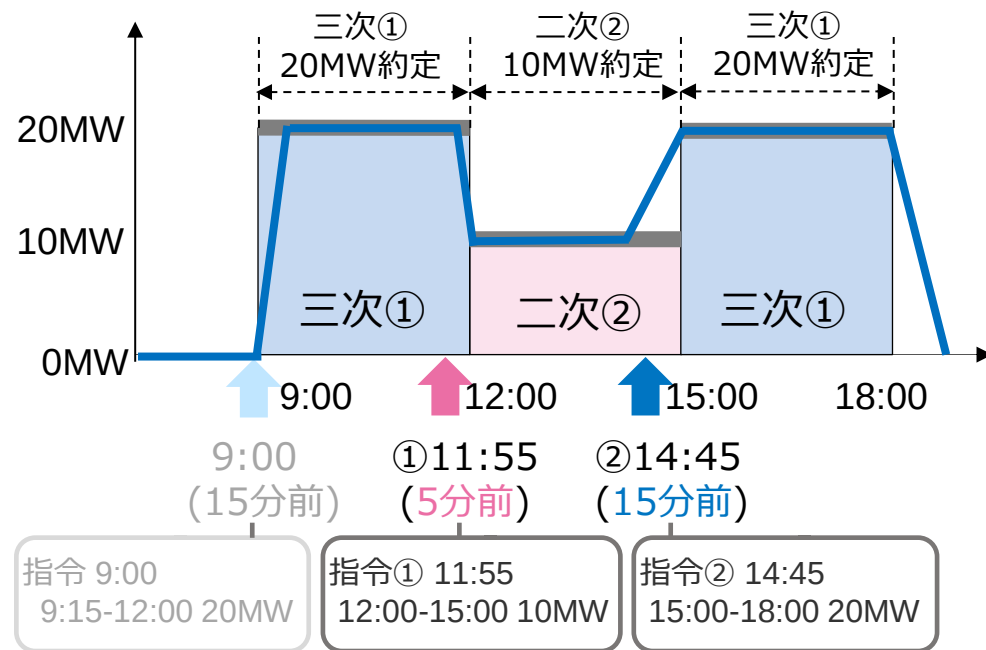
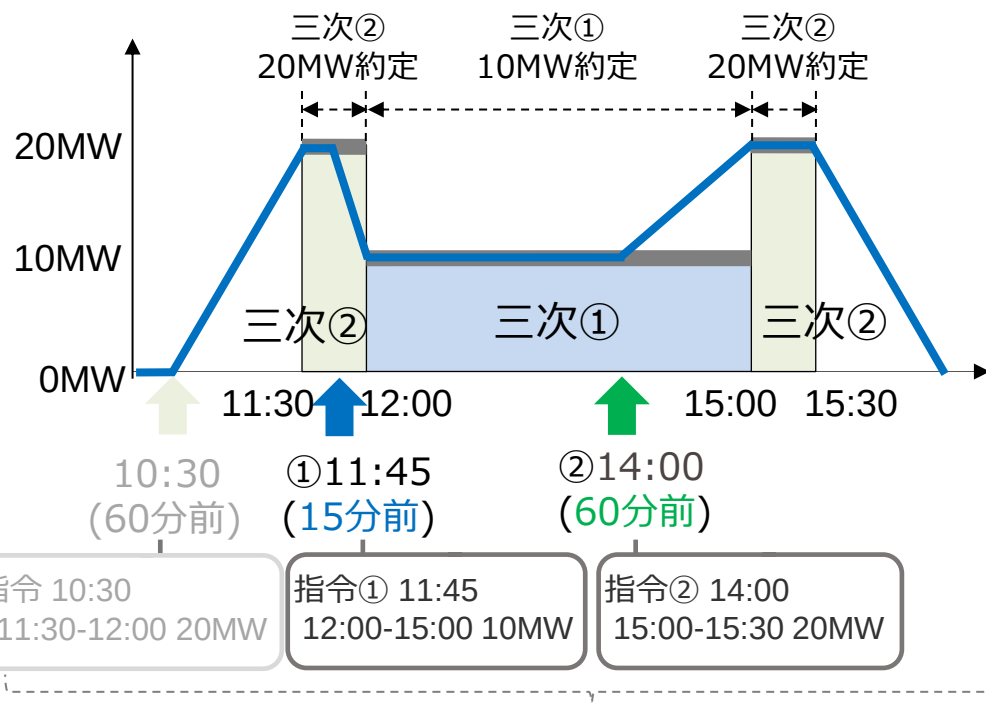
- 発電販売計画（簡易指令システムで接続し、出力調整指令（数値指令）を選択するときに限る）、1分発電計画電力計画、1分基準値電力計画（事前予測型）または1分基準値電力計画（直前計測型）にもとづいた応動をしていただきます。



- 三次調整力①、二次調整力②および（または三次調整力②）で連続して約定し、商品区分を跨ぐ場合、三次調整力①は約定ブロックの15分前までに、二次調整力②は約定ブロックの5分前（三次調整力②は約定ブロック60分前）までに、それぞれを指令します。

【指令方法の例】

■ 二次②約定範囲 ■ 三次①約定範囲 ■ 三次②約定範囲 ■ 指令量 — 応動実績



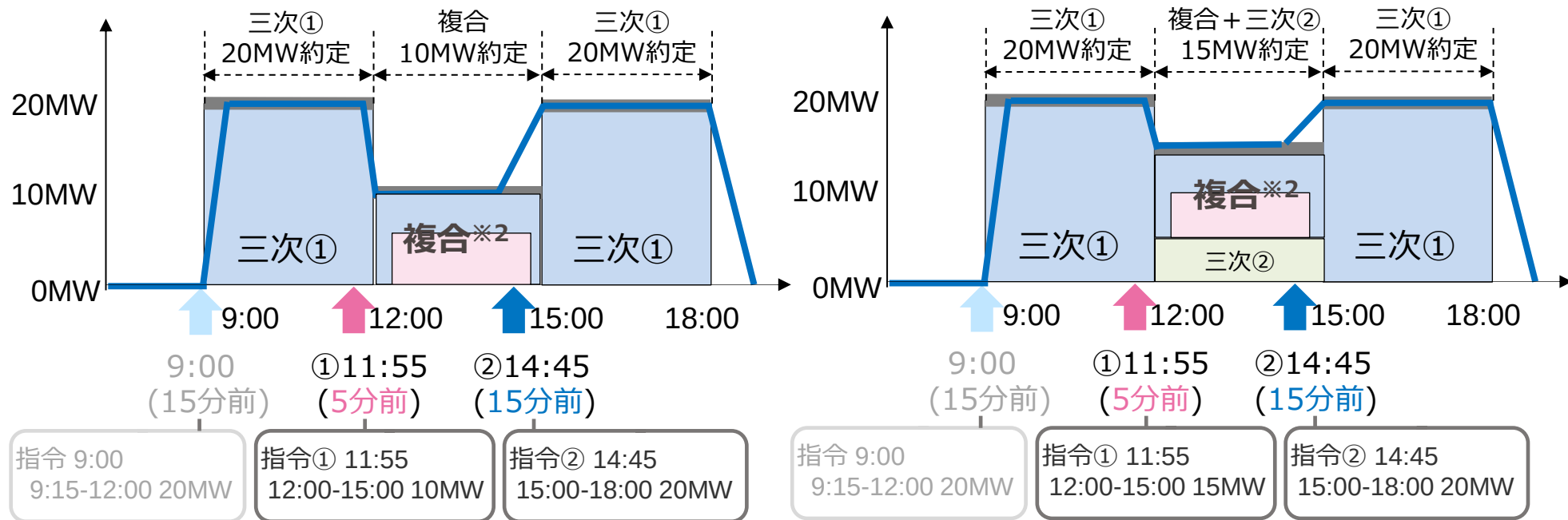
異なる商品の約定ブロックに対して、指令は分けて送信します。

- 三次調整力①と複合商品（三次調整力①と二次調整力②が複合）で連続して約定※¹し、商品区分を跨ぐ場合、三次調整力①は約定ブロックの15分前までに、複合商品は約定ブロックの5分前までに、それぞれを指令します。
- ※¹ 同一提供期間に、複合商品と三次調整力②が約定した場合も同様

【指令方法の例】

■ 三次②約定範囲 ■ 三次①約定範囲 ■ 二次②約定範囲 ■ 指令量 — 応動実績

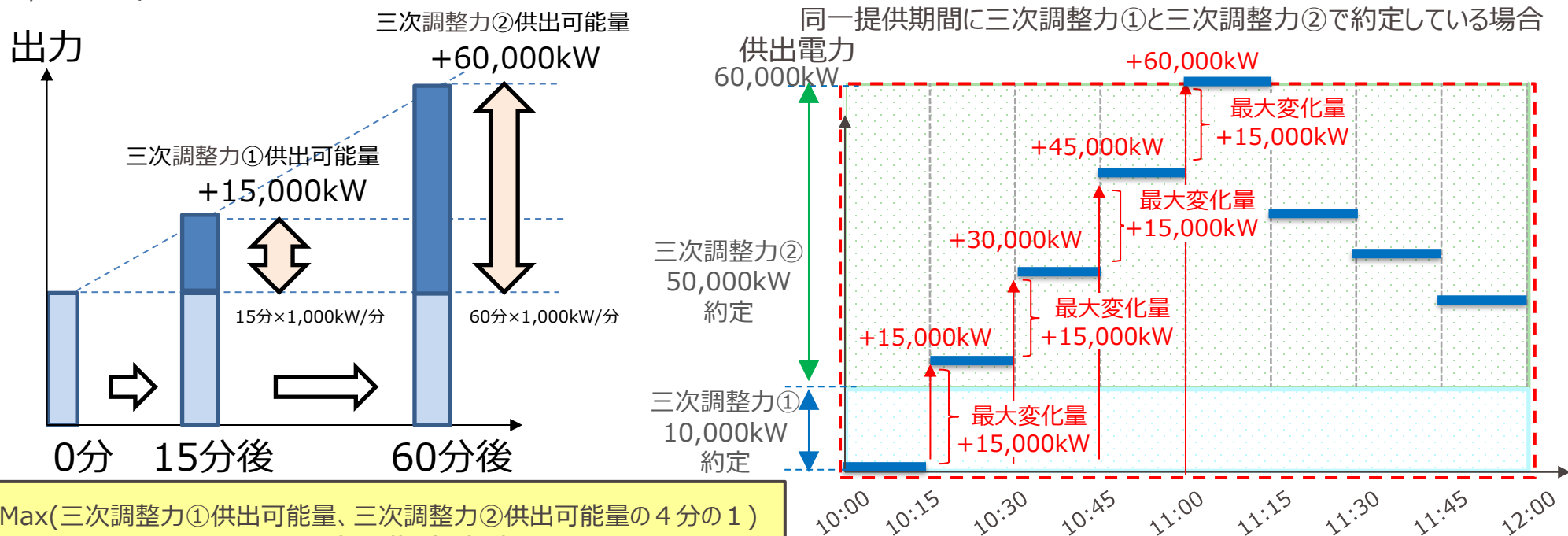
※² 同一提供時間で三次①が10MW約定、二次②が5MW約定した場合
(二次②は三次①の内数として約定)



異なる商品の約定ブロックに対して、指令は分けて送信します。

- 同一の系統コードの単独発電機または各リスト・パターンにおいて、同一提供期間に二次調整力②・三次調整力①と三次調整力②で約定している場合、当該提供期間の三次調整力②の約定は、二次調整力②または三次調整力①が約定しているものとして指令を行います。
- 三次調整力①が約定している場合、15分以内の応動を求める最大変化量は、「三次調整力①供出可能量」、「三次調整力②供出可能量の4分の1」のうち、いずれか大きい量とします。
- 二次調整力②が約定している場合、5分以内の応動を求める最大変化量は、「二次調整力②供出可能量」、「三次調整力②供出可能量の12分の1」のうち、いずれか大きい量とします。
- なお、同一の系統コードの各リスト・パターンについては、同一提供期間に二次調整力②または三次調整力①と三次調整力②の入札や差替えができないため、この扱いはありません。

【1,000kW/分で出力上昇可能な単独発電機の例（三次①・三次②同時約定の例）】



- 各リスト・パターンを用いる場合の実働試験は、各リスト・パターンごと、商品区分ごとに試験を行います。事前予測型を選択している場合の具体的な実施方法は以下のとおりとします。（発電リソースのみの場合も同様）
 1. 取引会員は、試験候補日時を選定して、メールにて属地TSOへ通知していただきます。
 - a. 試験候補日：任意の1日間
 - b. 試験時間：取引規程第29条（ ΔkW の入札単位）の中から入札を予定している30コマを4つ選定していただきます。

※試験候補日時は、エリアの系統状況または需給状況により試験実施が不可と判断される場合は、試験日時を協議させていただき、再度設定させていただきます。
 2. 実働試験は、189、190スライドに記載の標準パターン化した実働試験を行います。
 3. 取引会員は、設定した試験可能日時の60分前までに属地TSOに実働試験対象時間（試験実施直前の60分＋試験時間（30分））の1分基準値電力（事前予測型）、機器点1分基準値電力（事前予測型）を、所定の様式17-2、17-3、17-4（三次調整力①・二次調整力②【各リスト・パターン】応動実績提出用フォーマット【事前審査（実働試験用）】）を用いて提出※1、※2していただきます。
 4. 属地TSOは、到達時刻の15分前までに指令を行います。ただし、対象の時刻に対して15分前までに指令がない場合は、対象の時刻の直前の時間に対する指令値に従った運転を継続していただきます。
 5. 取引会員は、試験実施後、実働試験対象時間における、試験対象の各リスト・パターンの1分基準値電力（事前予測型）、機器点1分基準値電力（事前予測型）、1分ごとの実績データ、また試験時間における、1分ごとの応動実績を所定の様式17-2、17-3、17-4（三次調整力①・二次調整力②【各リスト・パターン】応動実績提出用フォーマット【事前審査（実働試験用）】）にて、属地TSOに提出※1、※2していただきます。

※1 各様式にて、リソース単位での1分基準値電力（事前予測型）、機器点1分基準値電力（事前予測型）、実績データおよび応動実績（リソース単位に配分した指令値を含みます）を提出※2する場合は、各リスト・パターンごとの試験を省略することができます。

※2 発電リソースが含まれる場合は、実働試験対象時間における1分発電計画電力、機器点1分発電計画電力も提出していただきます。



- 各リスト・パターンを用いる場合の実働試験は、各リスト・パターンごと、商品区分ごとに試験を行います。需要家リスト・パターンまたはネガポジリスト・パターンで直前計測型を選択している場合の具体的な実施方法は以下のとおりです。
 1. 取引会員は、試験候補日時を選定して、メールにて属地TSOへ通知していただきます。
 - a. 試験候補日：任意の1日間
 - b. 試験時間：取引規程第29条（ Δ kWの入札単位）の中から入札を予定している30分コマを4つ選定していただきます。

※試験候補日時は、エリアの系統状況または需給状況により試験実施が不可と判断される場合は、試験日時を協議させていただき、再度設定させていただきます。
 2. 実働試験は、189、190スライドに記載の標準パターン化した実働試験を行います。
 3. 簡易指令システムで接続している場合、試験開始時刻の5分前から、1分ごとの需要実績を、当該コマの次の30分コマの終了時刻までに属地TSOに、簡易指令システムを通じて送信していただきます。なお、専用線オンラインで接続している場合、属地TSOと調整した送信周期ごとの需要実績を、当該時間の終了時刻から1秒から5秒程度以内に専用線オンラインを通じて送信していただきます。
 4. 属地TSOは、到達時刻の15分前までに指令を行います。ただし、対象の時刻に対して15分前までに指令がない場合は、対象の時刻の直前の時間に対する指令値に従った運転を継続していただきます。
 5. 取引会員は、試験実施後、試験開始時刻5分前から、試験開始時刻までの1分ごとの需要実績および試験時間における1分基準値電力（直前計測型）と、1分ごとの需要実績および応動実績を所定の様式17-3（三次調整力①・二次調整力②【需要家リスト・パターン】）応動実績提出用フォーマット【事前審査（実働試験用）】、17-4（三次調整力①・二次調整力②【ネガポジリスト・パターン】）応動実績提出用フォーマット【事前審査（実働試験用）】にて、属地TSOに提出※1、※2していただきます。

※1 各様式にて、リソース単位での1分基準値電力（直前計測型）、実績データおよび応動実績（リソース単位に配分した指令値を含みます）を提出※2する場合は、各リスト・パターンごとの試験を省略することができます。

※2 発電リソースが含まれる場合は、実働試験対象時間における1分発電計画電力、機器点1分発電計画電力も提出していただきます。

- 実働試験は試験a、b、c、dについて下記のとおり、標準パターン化した試験を実施します。
- なお、事前予測型を設定している場合、1分基準値電力（事前予測型）、機器点1分基準値電力（事前予測型）は取引会員が実働試験開始60分前までに属地TSOへ提出いただいた様式17-2、17-3、17-4（三次調整力①・二次調整力②【各リスト・パターン】応動実績提出用フォーマット【事前審査（実働試験用）】）の1分発電計画電力、機器点1分発電計画電力、1分基準値電力（事前予測型）または機器点1分基準値電力（事前予測型）の値を使用します。簡易指令システムで接続し、需要家リスト・パターンまたはネガポジリスト・パターンで直前計測型を選択している場合、試験開始時刻の5分前から、1分ごとの需要実績を、当該コマの次の30分コマの終了時刻までに簡易指令システムを通じて属地TSOに送信いただき算出した1分基準値電力（直前計測型）の値を使用します。なお、専用線オンラインで接続し、直前計測型を選択している場合、属地TSOと調整した送信周期ごとの需要実績を、当該時間の終了時刻から1秒から5秒程度以内に専用線オンラインを通じて属地TSOに送信いただきます。
 - ✓ 試験a：指令量を供出可能量としたときの応動時間および継続時間を確認する試験
（取引規程第22条（確認項目）の(4)イ、(5)を確認）
 - 取引会員が属地TSOへ提出いただいた実働試験対象時間における1分発電計画電力、機器点1分発電計画電力、1分基準値電力（事前予測型）、機器点1分基準値電力（事前予測型）または1分基準値電力（直前計測型）から供出可能量まで15分以内に応動させ、供出可能量が30分間以上継続（応動時間を含む）できることを確認します。
 - ✓ 試験b：指令量を繰り返し変化させたときの応動を確認する試験
（取引規程第22条（確認項目）の(4)ロを確認）
 - 実働試験対象時間における1分発電計画電力、機器点1分発電計画電力、1分基準値電力（事前予測型）、機器点1分基準値電力（事前予測型）または1分基準値電力（直前計測型）から供出可能量の約30～70%の範囲内の任意の量で応動をさせる指令に追従していることを確認します。
 - 供出可能量まで応動させる指令に追従していることを確認します。

- ✓ 試験c：指令量を供出可能量の約30～70%としたときの応動時間および継続時間を確認する試験
(取引規程第22条（確認項目）の(4)八を確認)
 - 取引会員が属地TSOへ提出いただいた実働試験対象時間における1分発電計画電力、機器点1分発電計画電力、1分基準値電力（事前予測型）、機器点1分基準値電力（事前予測型）または1分基準値電力（直前計測型）から供出可能量の約30～70%まで15分以内に応動させ、供出可能量が30分以上継続（応動時間を含む）できることを確認します。
- ✓ 試験d：指令量がゼロの場合の応動を確認する試験
(取引規程第22条（確認項目）の(4)二を確認)
 - 1分発電計画電力、機器点1分発電計画電力、1分基準値電力（事前予測型）、機器点1分基準値電力（事前予測型）または1分基準値電力（直前計測型）にもとづいた応動をしていることを確認します。

- 実働試験の評価は、属地TSOにて下記の手順で行います。
 1. 実働試験対象時間において、所定の様式17-2、17-3、17-4(三次調整力①・二次調整力②【各リスト・パターン】)応動実績提出用フォーマット【事前審査（実働試験用）】にて提出された1分ごとの1分発電計画電力、機器点1分発電計画電力、1分基準値電力（事前予測型）、機器点1分基準値電力（事前予測型）または1分基準値電力（直前計測型）、実績データおよび応動実績を用いて評価します。
 2. 実働試験対象時間において、応動実績が許容範囲内であることを1分ごとに確認します。評価は30分コマ単位に行い、計測点30点のうち90%以上が許容範囲内である場合に要件に適合していると判断します。なお、適合している場合、189スライドの試験aにおいて確認された供出可能量を入札量上限とします。
 3. 応動実績の許容範囲は以下のとおりとします。
 - a. 指令値変更に伴い応動している時間を除く場合
指令量 $\pm$ 供出可能量 $\times 10\%$
 - b. 増加方向への指令値変更に伴い応動している時間の場合
「変更前指令量 - 供出可能量 $\times 10\%$ 」から「変更後指令量 + 供出可能量 $\times 10\%$ 」
 - c. 減少方向への指令値変更に伴い応動している時間の場合
「変更前指令量 + 供出可能量 $\times 10\%$ 」から「変更後指令量 - 供出可能量 $\times 10\%$ 」

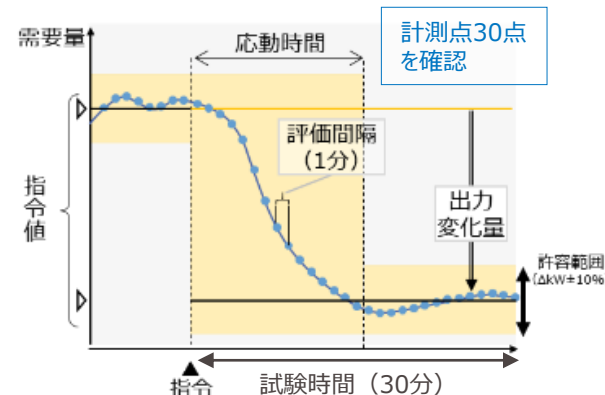
○ 1分ごとの計測点30点のうち
90%以上の応動実績が許容
範囲内であることを確認します
(右図参照)

凡例
 — 実働試験基準値電力(1分kW)
 — 需要実績(1分kW) ● 計測点

※ 応動時間とは、中給から指令を発信してから供出可能
量まで出力を変化するのに要する時間をいいます。

※ 各リスト・パターンにおいて、指令量とは、簡易指令シス
テムにより属地TSOが指令した指令値をいいます。

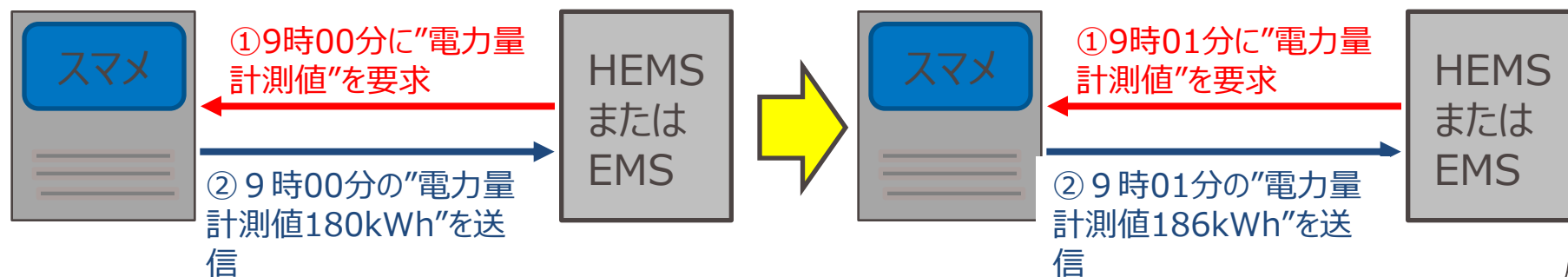
【出力変化量のイメージ（DSR等の例）】



30分コマで適合確認（90%以上が許容範囲内に滞在で適合と判断）

- 実働試験の評価に用いる「1分kW値」について、電力量計の計測値を用いる場合は、下記の要領で「1分平均電力」を算定します。

○1分平均電力(補正計測電力)を算出する例



9時00分から9時01分の1分kWhは、 $186\text{kWh} - 180\text{kWh} = 6\text{kWh}$

9時00分から9時01分の1分平均電力kWは、 $6\text{kWh} \times 60 = 360\text{kW}$

【出力3000kWで9:00～9:05まで運転した場合の計量周期と計算値の例】

- 事前審査の評価は1分平均電力（補正計測電力）の単位であるkWに統一して行います。
- なお、55～57スライドに準じて、合成変成比や損失率等を用いた修正を行っていただきます。

周期	分類	9:00	9:01	9:02	9:03	9:04	9:05
1分	kW	-	3000kW	3000kW	3000kW	3000kW	3000kW
	kWh	-	50kWh	50kWh	50kWh	50kWh	50kWh



別冊（二次調整力②） 事前審査

- 性能確認の項目、確認事項および提出に求める性能データは下記のとおりです。
- 取引規程第19条（各リスト・パターン等の登録）第3項に該当し、かつ、派生パターンへの変更を希望する場合は、下記の第26条に定める要件に適合しているものとみなします。

第26条に定める要件（二次調整力②）		確認項目	性能データ等に関わる提出資料
①指令・制御	オンライン	第26条に規定するオンライン指令による出力調整が可能であること	属地TSOからオンライン指令に応じることが可能であることが確認できるもの。ただし、電源Ⅱ周波数調整力契約または余力活用に関する契約を締結し二次調整力②相当の機能を有する場合はその契約書の写しをもってこれに代えることができる。
②指令間隔	専用線：数秒～数分※ 簡易指令システム：5分 ※ 余力活用に関する契約のない単独発電機の場合は各リスト・パターンの場合は簡易指令システムと同等の指令間隔		
③監視の通信方法	専用線：オンライン 簡易指令システム：オンライン	第26条に規定する監視間隔でデータ収集・提出が可能であること	属地TSOがオンラインで監視できること、監視間隔および発電実績として収集保存されたデータが確認できるもの。ただし、電源Ⅱ周波数調整力契約または余力活用に関する契約を締結し二次調整力②相当の機能を有する場合はその契約書の写しをもってこれに代えることができる。
④監視間隔	1秒～5秒程度 （簡易指令システムの場合は1分）		
⑤通信回線	専用線または簡易指令システム	第13条に規定するセキュリティ要件を遵守していること	「電力制御システムセキュリティガイドライン」および「エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネスに関するサイバーセキュリティガイドライン」に準拠していることが確認できるもの。ただし電源Ⅱ周波数調整力契約または余力活用に関する契約を締結し二次調整力②相当の機能を有する場合はその契約書の写しをもってこれに代えることができる。



第26条に定める要件（二次調整力②）		確認項目	性能データ等に関わる提出資料
⑥応動時間	5分以内※1 ※1 専用線オンラインで接続し、余力活用に関する契約を締結し二次調整力②相当の機能を有する単独発電機の場合、201スライドに定めるパターンaからcのいずれかの到達時刻までに到達すること	第26条に規定する応動時間以内に供出可能量まで到達できること。なお、専用線オンラインで接続し、余力活用に関する契約を締結し二次調整力②相当の機能を有する単独発電機に対して、E D C制御を行った場合（手動の指令値等でE D Cを模擬する場合を含む）は、需給調整市場システムへデータ登録されたE D C変化速度にもとづいてE D C演算周期において算定される指令値に対して、別表2に定めるE D C目標時刻までに到達すること。ただし、E D C目標時刻がE D C演算周期よりも短いときは、属地TSOが指令を送信してからE D C演算周期が経過する時間までに到達すること。また、E D C目標時刻について定めのない場合および第35条(2)ロに規定される指令を行った場合は、5分以内に到達すること。 提供期間は繰り返し指令に応じること 供出可能量のうち、一部の量が発動可能であること 指令がない場合、または指令量をゼロとする指令が行われた場合は、発電計画、1分発電計画電力計画、機器点1分発電計画電力、1分基準値電力計画（事前予測型）、機器点1分基準値電力（事前予測型）または1分基準値電力計画（直前計測型）にもとづいた応動をしていること。なお、第23条（性能データ等に関わる提出資料）にもとづいて確認を行う場合は、発電計画電力、合計発電計画電力またはベースラインにもとづいた応動をしていること。	以下のいずれかが確認できるデータ (1)単独発電機においては、定格出力、最低出力、出力変化速度が確認できるもの。ただし、電源Ⅱ周波数調整力契約または余力活用に関する契約を締結し二次調整力②相当の機能を有する場合はその契約書の写しをもってこれに代えることができる。 (2)単独発電機の場合は出力変化曲線、各リスト・パターンの場合には実証事業等の実績データ（データ取得日、時間、出力が記載されたもの）であって、以下の内容が確認できる稼働データ。※2 (2-1)提出した供出可能量を出力するまでの時間が5分以内であること (2-2)第26条に規定する指令間隔ごとの指令に追従できること (2-3)指令量をゼロとする指令が行われた場合発電計画電力、合計発電計画電力またはベースラインにもとづいた運転を30分間継続 (2-4)供出可能量の30%～70%の範囲内の任意の出力で、応動時間を含め少なくとも1コマ(30分)の出力継続 (2-5)なお、(1)または(2)における最低出力が、664スライドの最低出力として用いることが不適当な場合、代替する値を証明する資料 ※2 サンプリング周期は1分以内とし、1分ごとの全計測点を30分コマ単位（30点）で評価して、以下の応動に対して90%以上が第24条（実働試験の実施方法）に定める許容範囲内で応動していることが確認できるもの。
⑦供出可能量（入札量上限）	5分以内に出力変化可能で、30分以上継続可能な最大の出力変化量		



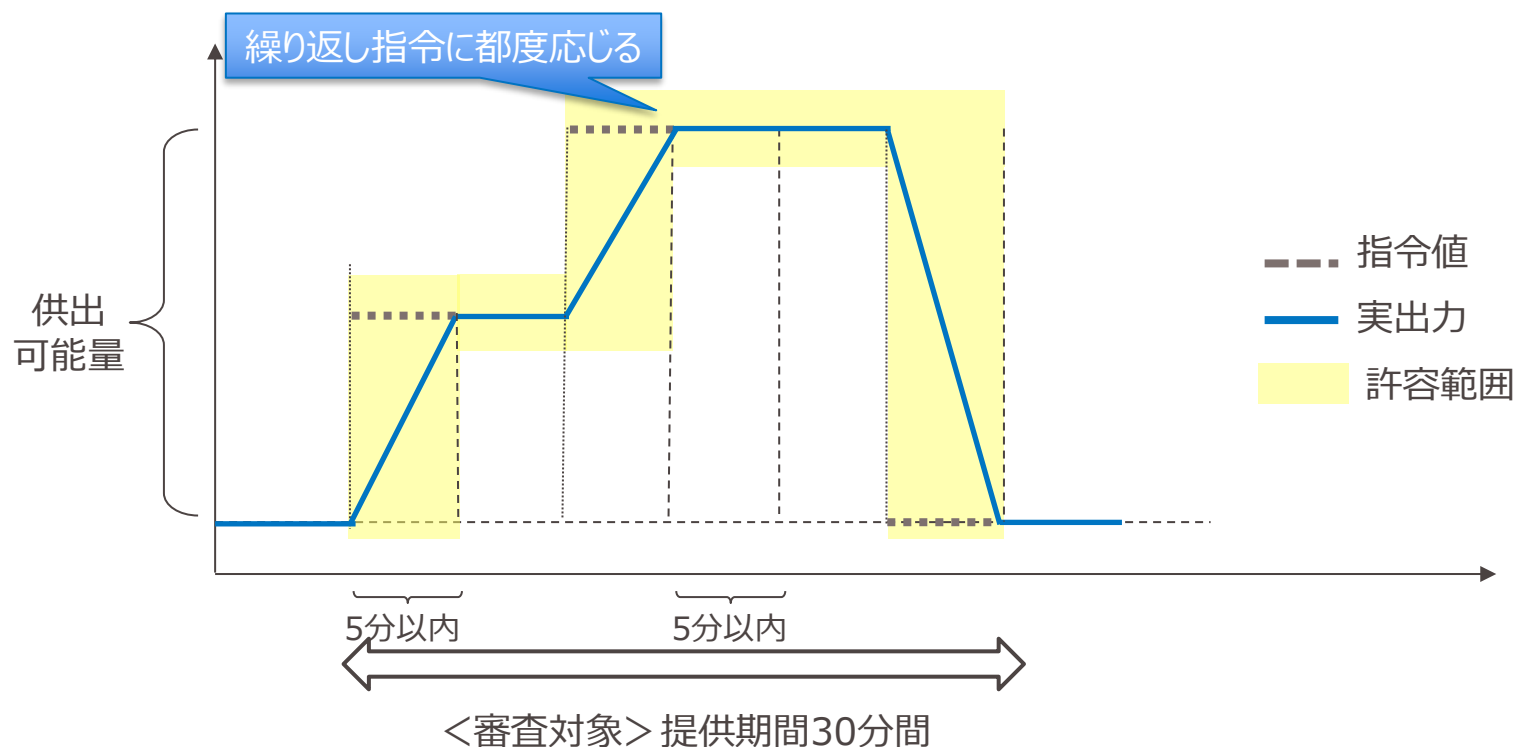
第26条に定める要件 (二次調整力②)		確認項目	性能データ等に関わる提出資料
⑧ 継続時間	30分	第26条に規定する継続時間以上の供出可能量または指令量を継続して出力し続けることが可能であること。	以下のいずれかが確認できるデータ (1)単独発電機においては、定格出力の継続時間が確認できるもの。ただし、電源Ⅱ周波数調整力契約または余力活用に関する契約を締結し二次調整力②相当の機能を有する場合はその契約書の写しをもってこれに代えることができる。その他、市場運営者が他の資料に拠ることを認めた場合は、当該提出資料をもってこれに代えることができる。 (2)単独発電機の場合は出力変化曲線、各リスト・パターンの場合は実証事業等の実績データ（データ取得日、時間、出力が記載されたもの）であって、以下の内容が確認できる稼働データ。その他、市場運営者が他の稼働データに拠ることを認めた場合は、当該稼働データをもってこれに代えることができる。ただし、出力変化曲線や実績データはサンプリング周期を1分以内として、30分コマ単位（30点）の内90%以上が第24条（実働試験の実施方法）に定める許容範囲内で応動していることが確認できるもの。 (2-1)単独発電機の場合は、定格出力で30分間以上の運転を継続していること。 その他、市場運営者が他の内容に拠ることを認めた場合は、当該内容をもってこれに代えることができる。 (2-2)各リスト・パターンの場合は、登録された供出可能量で30分間以上継続していること

第26条に定める要件 (二次調整力②)		確認項目	性能データ等に関わる提出資料
⑨ 並列可否	-	単独発電機において、停止状態からΔkW約定量にもとづく調整を行うことを予定している場合は、停止状態から第26条に規定する応動時間以内に供出可能量まで到達できること	単独発電機の起動カーブ（データ取得日、時間、出力が記載されたもの）で、属地TSOからの指令受信後に、並列準備～並列～供出可能量までに要する時間が5分以内であることが確認できるもの
⑩ 各リスト・パターンまたはマスタパターン	-	(1)需要家リスト・パターンおよびネガポジリスト・パターン 取引会員間の需要リソースに重複がないことおよび需要リソースが複数の小売電気事業者または特定卸供給事業者に所属していないこと。 需要リソースが需要抑制量調整供給契約を締結している場合、当該需要リソースが所属する需要抑制バランシンググループに、当該需要家リスト・パターンまたはネガポジリスト・パターンに属さない需要者を含まないこと。 異なる系統コードに属する需要家リスト・パターンまたはネガポジリスト・パターンの間および異なる基準値の設定方法における需要家リスト・パターンまたはネガポジリスト・パターンの間で需要リソースに重複がないこと (2)発電機リスト・パターンおよびネガポジリスト・パターン 取引会員間の発電リソースに重複がないこと。 異なる系統コードに属する発電機リスト・パターンおよびネガポジリスト・パターンの間で発電リソースに重複がないこと。	リスト・パターン申請情報

⑥応動時間、⑦供出可能量、⑧継続時間の確認に用いる性能データ例（単独発電機の実出力変化曲線）

- 下記単独発電機の実出力変化曲線にて、供出可能量のうち第26条（取引対象の ΔkW ）で定める指令間隔ごとの指令に追従できることを確認します。
 - ✓ 本実績データにより、194スライドの(2-2)を確認可能です。

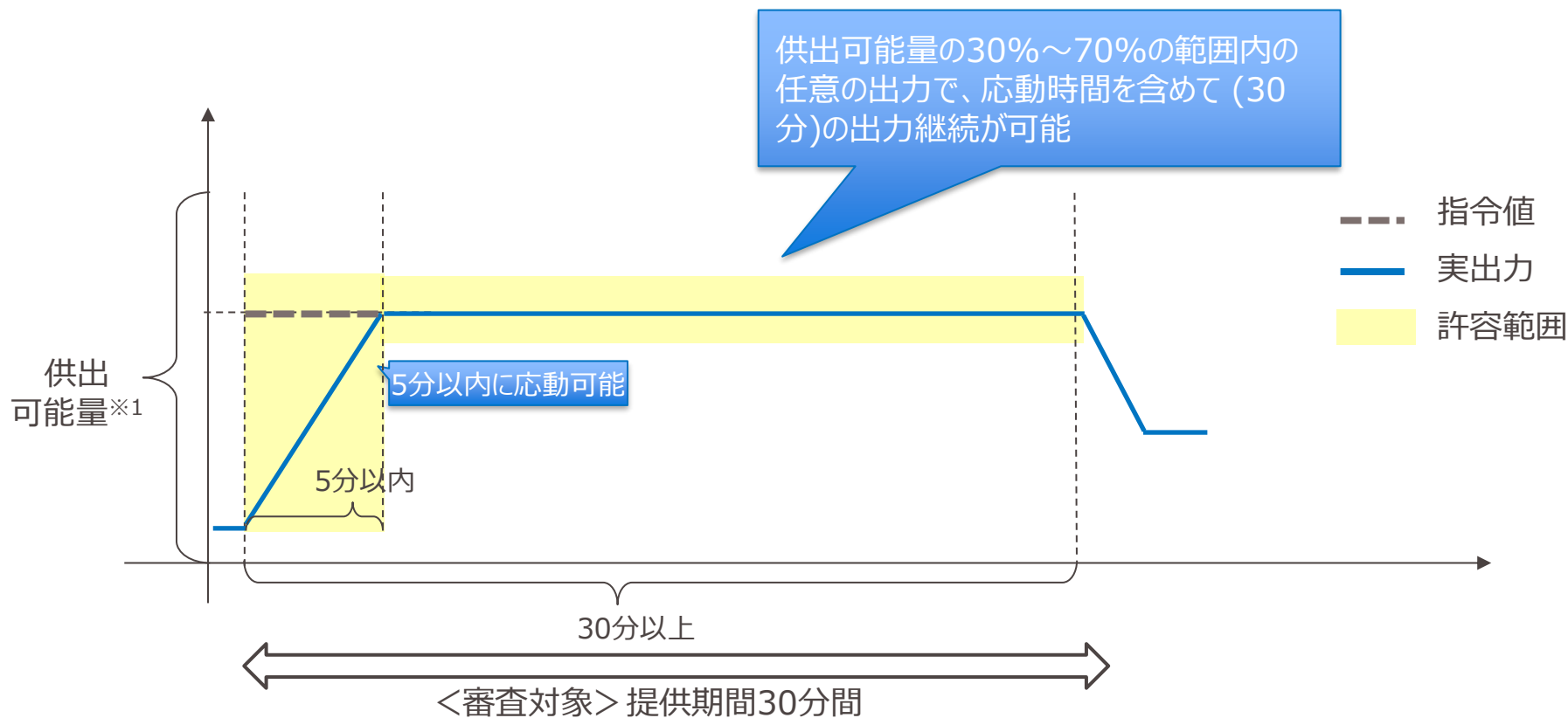
【性能データ例】余力活用に関する契約のない単独発電機の場合または各リスト・パターンの場合



⑥応動時間、⑦供出可能量、⑧継続時間の確認に用いる性能データ例（単独発電機の実出力変化曲線）

- 下記単独発電機の実出力変化曲線にて、供出可能量のうち、一部の量が発動可能であることを確認します。
 - ✓ 本実績データにより、194スライドの(2-4)を確認可能です。

【性能データ例】余力活用に関する契約のない単独発電機の場合または各リスト・パターンの場合



⑥応動時間、⑦供出可能量の確認に用いる性能データ例 (単独発電機出力変化曲線)

- 専用線オンラインで接続し、余力活用に関する契約を締結するリソースに対して EDC 制御を行った場合、需給調整市場システムへデータ登録された EDC 変化速度にもとづいて EDC 演算周期において算定される指令値に対して、197～200スライドと同様の応動ができているかを、各エリアの EDC 仕様にもとづき以下のパターンで確認を行います。

パターン a : EDC 目標時刻までに到達できること

【東北・東京・中部・北陸・関西】

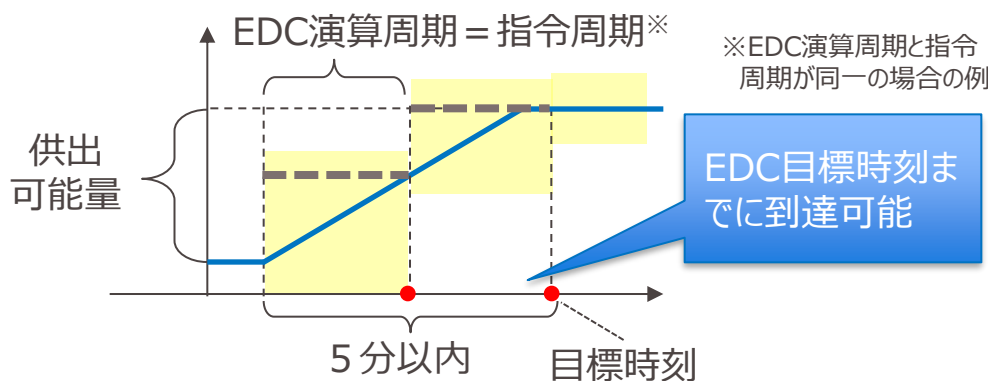
パターン b : EDC 演算周期が経過する時間までに到達すること

【中国・四国・九州】

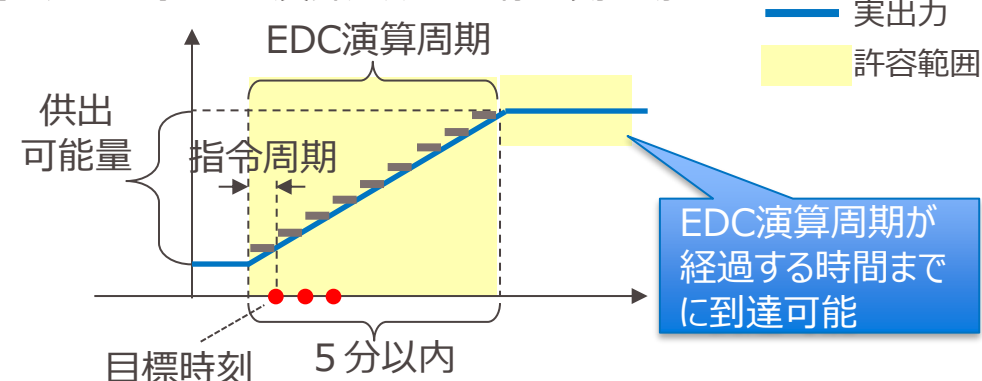
パターン c : 5 分以内に到達すること

【北海道】

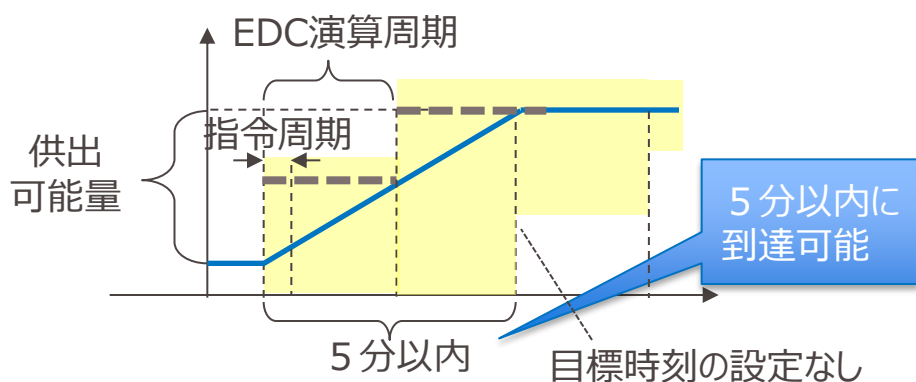
(パターン a) EDC 演算周期 ≤ 目標時刻の場合



(パターン b) EDC 演算周期 > 目標時刻の場合



(パターン c) 目標時刻の設定がない場合



【各エリアの専用線オンラインでの指令周期】

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
EDC 演算周期	3分	3分	5分	5分	5分	2.5分	5分	5分	5分
EDC 指令周期	3秒	3分	5分	10秒	30秒	2.5分	10秒	20秒	5秒
EDC 目標時刻	—	3分後	5分後	10分後	5分後	3分後	10秒後	1分後	5秒後

※上表の EDC 目標時刻を超過する指令を行う場合、需給調整市場システムに登録された EDC 変化速度で指令値に到達するまでの時間を EDC 目標時刻とする。



取引規程 第3章 第22条、第23条、第4章26条

- 簡易指令システムを用いて指令を発信する場合、実働試験・アセスメントⅡの概要は下記のとおりです。

【具体的な方法（概要）】

項目	実施内容
評価対象	実出力(需要実績)と基準の差※4 [送電端で確認]
評価間隔	1分（オンライン）
許容範囲	指令値※1・2・3から落札された ΔkW の $\pm 10\%$
評価方法	1分ごとの全計測点を30分コマ単位で評価し、許容範囲への滞在率が90%(27/30点)以上となっていること
中間点	設定無し

※1 ブロック開始後、最初の指令および出力が変化する場合、指令値ゼロの場合も含めて指令が発信され、最初の指令はブロック開始後5分を到達時刻とする指令を行う。

※2 実出力値での指令については簡易指令システムの改修が必要。

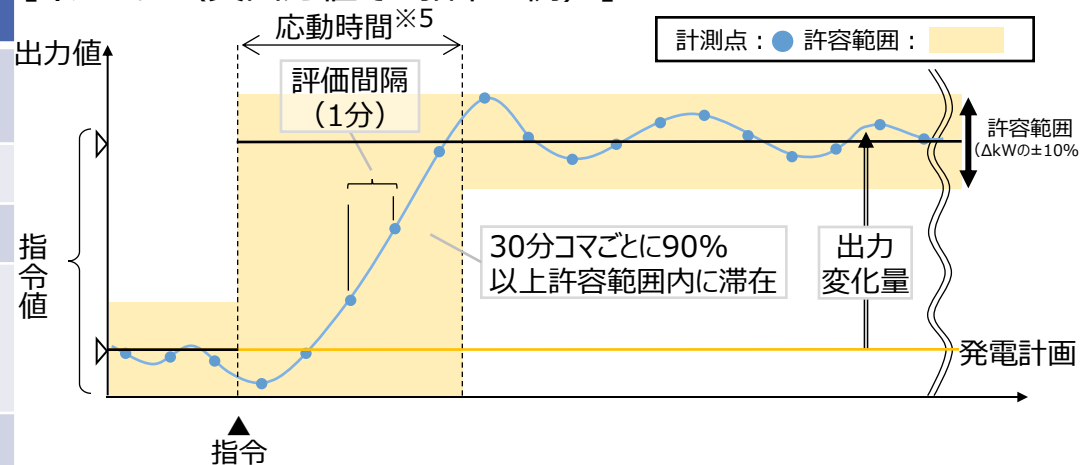
※3 指令無しの場合、指令量ゼロを指令値とする。

【計測時の基準の考え方】

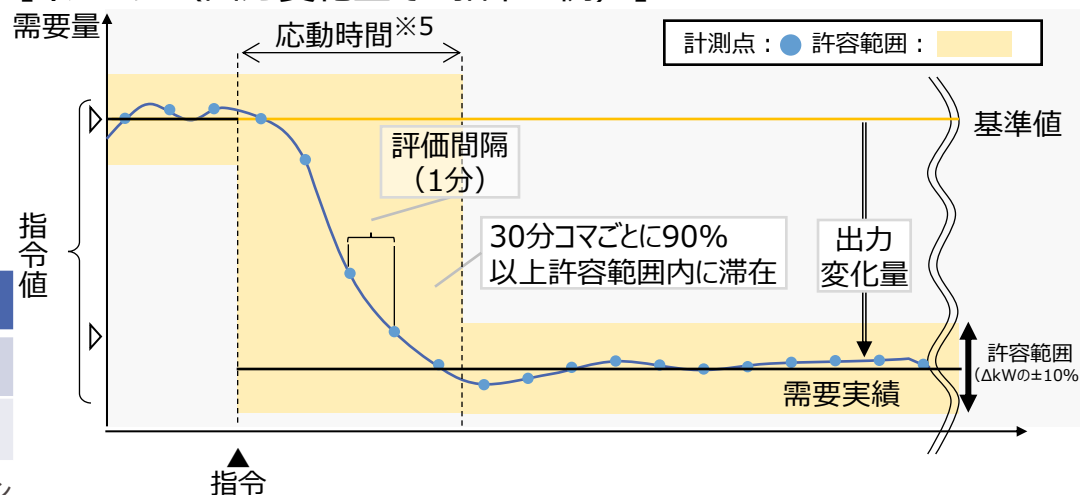
指令方法	基準の考え方
実出力値	発電計画※4
出力変化量	基準値

※4 単独発電機に対し実出力指令を行う場合、二次調整力②の実働試験・アセスメントⅡについては、実出力値で送信した指令値と実出力実績を用いて実施する。

【イメージ（実出力値での指令の例）】



【イメージ（出力変化量での指令の例）】



※5 中給から指令を発信してから供出可能量まで出力を変化するのに要する時間



- ネガポジ型リソースにおける実働試験・アセスメントⅡの概要は下記のとおりです。

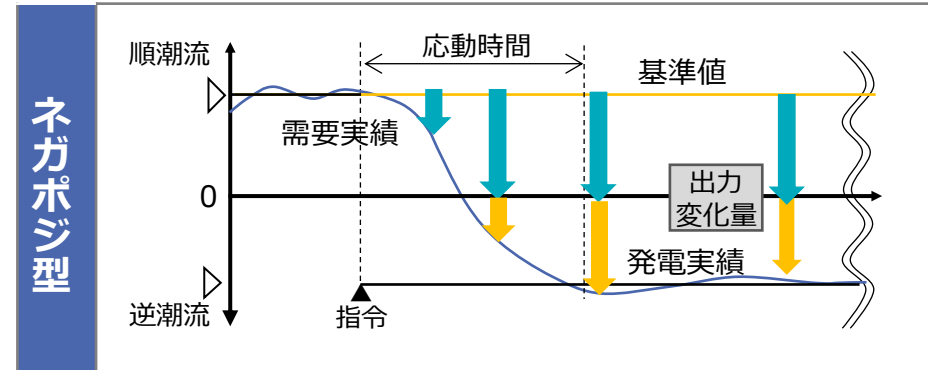
【具体的な方法（概要）】

項目	実施内容
評価対象	実出力(需要実績)と基準の差 [送電端で確認(発電端値は送電端値に換算)]
評価間隔	1分（オンライン）
許容範囲	指令値※1・2・3から落札された ΔkW の $\pm 10\%$
評価方法	1分ごとの全計測点を30分コマ単位で評価し、許容範囲への滞在率が90%(27/30点)以上となっていること
中間点	設定無し

- ※1 ブロック開始後、最初の指令および出力が変化する場合、指令値ゼロの場合も含めて指令が発信され、最初の指令はブロック開始後5分を到達時刻とする指令を行う。
- ※2 専用線オンラインでの出力変化量指令は、中給システム改修が必要。
- ※3 指令無しの場合、指令量ゼロを指令値とする。

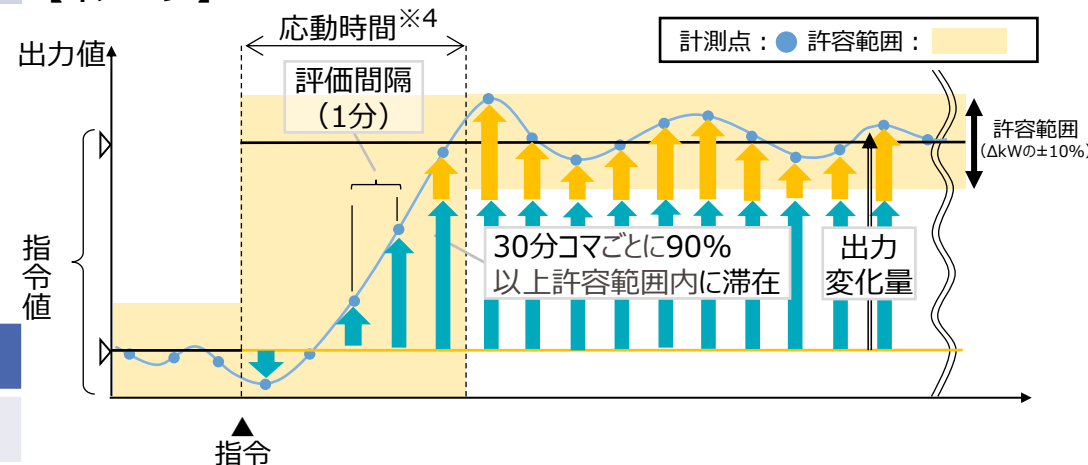
【計測時の基準の考え方】

指令方法	基準の考え方
出力変化量	発電計画、基準値



※ネガポジ型リソースについては、ネガ側は基準値を小売単位で提出し、ポジ側については発電BG単位で発電計画を提出する。

【イメージ】



※4 中給から指令を発信してから供出可能量まで出力を変化するのに要する時間



取引規程 第3章 第22条、第24条、第8章 第39条

出所) 第22回需給調整市場検討小委員会 (2021.3.30) 資料3をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2020/files/jukyu_shijyo_22_03.pdf

- 専用線を用いて指令を発信する場合、実働試験・アセスメントⅡの概要は下記のとおりです。
(エリアにより中給システムの仕様が異なるため、詳細については、209～212スライドに示します)

【具体的な方法（概要）】

項目	実施内容
評価対象	実出力(需要実績)と基準の差※1 [発電端値を送電端値に換算し確認]
評価間隔	1分（オンライン）
許容範囲	指令値※2・3・4から落札された ΔkW の $\pm 10\%$
評価方法	1分ごとの全計測点を30分コマ単位で評価し、許容範囲への滞在率が90%(27/30点)以上となっていること
中間点	設定無し

【計測時の基準の考え方】

指令方法	基準の考え方
実出力値	発電計画※1
出力変化量	基準値

※1 なお、専用線で接続する単独発電機に対し実出力指令を行う場合、二次調整力②の実働試験・アセスメントⅡについては、実出力値で送信した指令値と実出力実績を用いて実施する形といたします。

※2 EDCの演算結果（演算周期は3分または5分）にもとづく発電端での指令値。EDC演算周期よりも短い間隔で指令発信される場合は、EDC演算周期において最後に出る値をEDC演算結果とする。

※3 指令無しの場合、単独発電機の場合は発電計画電力、各リスト・パターンの場合は指令量ゼロを指令値とみなす。

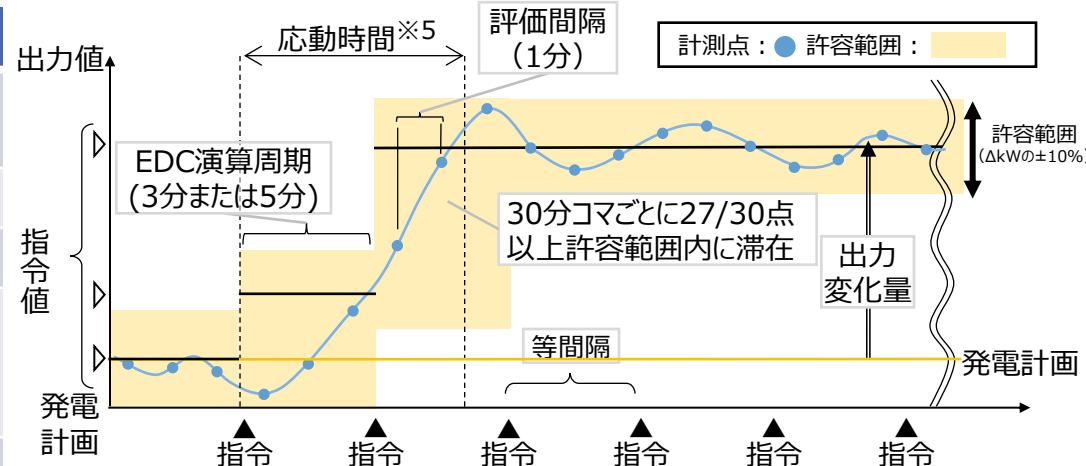
※4 出力変化量での指令については、中給システムの改修が必要。

出所) 第28回需給調整市場検討小委員会 (2022.2.24) 資料3-3をもとに作成

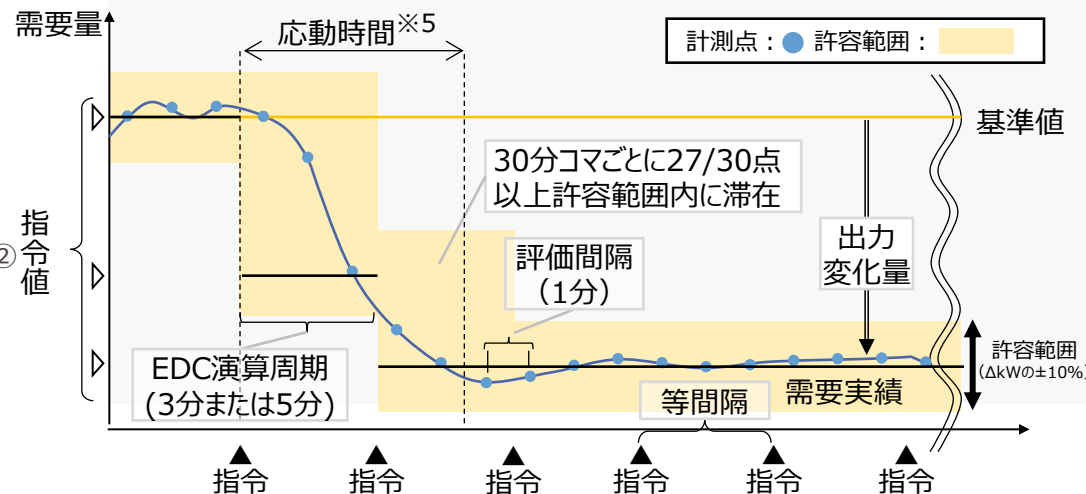
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2021/files/jukyu_shijyo_28_03_03.pdf

三次② 三次① 二次② 二次① 一次 複合

【イメージ（実出力値での指令の例）】



【イメージ（出力変化量での指令の例）】



※5 中給から指令を発信してから供出可能量まで出力を変化するのに要する時間



- 単独発電機の場合における実働試験の具体的な実施方法は下記のとおりとします。なお、GFまたはLFC機能を有する場合は、原則として当該機能をロックした状態で試験を行います。
 1. 取引会員は、試験候補日時を選定して、メールにて属地TSOへ通知していただきます。
 - a. 試験候補日：任意の1日間
 - b. 試験時間：取引規程第29条（ ΔkW の入札単位）の中から入札を予定している30分コマを4つ選定していただきます。

※試験候補日時は、エリアの系統状況または需給状況により試験実施が不可と判断される場合は、試験日時を協議させていただき、再度設定させていただきます。

 2. 実働試験は、206、207スライドに記載の標準パターン化した実働試験を行います。
 3. 取引会員は、実働試験開始60分前までに広域機関へ発電計画を提出します。
 4. 属地TSOは、試験日において指令値への到達を求める時刻（以下、「到達時刻」といいます。）の5分前までに指令を行います。ただし、対象の時刻に対して5分前までに指令がない場合は、対象の時刻の直前の時間に対する指令値に従った運転を継続していただきます。なお、専用線オンラインで接続する場合は、指令時間等を取引会員と調整します。
 5. 取引会員は、簡易指令システムで接続し、出力変化量指令を選択する場合、設定した試験可能日時の60分前までに属地TSOに、試験実施直前の60分＋試験時間（以下、「実働試験対象時間」といいます。）における1分発電計画電力、試験実施後に試験時間における1分ごとの発電実績および応動実績を所定の様式17-1(三次調整力①・二次調整力②【単独発電機】応動実績提出用フォーマット【事前審査（実働試験用）】)にて、属地TSOに提出していただきます。
 6. 取引会員は、簡易指令システムで接続し、出力調整指令（数値指令）を選択する場合、または専用線オンラインで接続する場合、試験実施後、試験時間における1分ごとの発電実績および応動実績を所定の様式17-1(三次調整力①・二次調整力②【単独発電機】応動実績提出用フォーマット【事前審査（実働試験用）】)にて、属地TSOに提出していただきます。



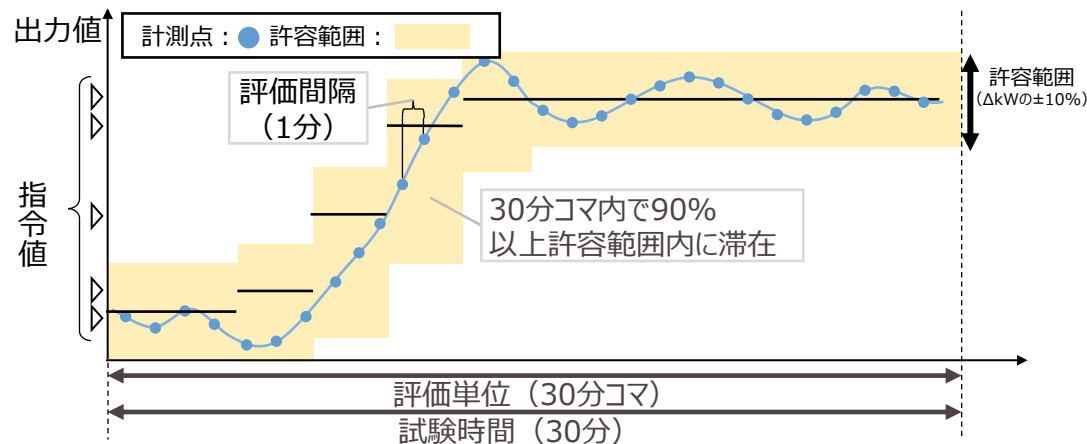
- 実働試験は試験a、b、c、dについて下記のとおり、標準パターン化した試験を実施します。
- なお、発電計画電力は、取引会員が実働試験開始60分前までに広域機関へ提出いただいた発電販売計画にもとづくものとし、1分発電計画電力は発電計画電力にもとづくものとします。
 - ✓ 試験a：指令量を供出可能量としたとき、または指令値を発電上限電力としたときの応動時間および継続時間を確認する試験
(取引規程第22条（確認項目）の(4)イ、(5)、(6)を確認)
 - ・ 簡易指令システムで接続または専用線オンラインで接続し余力活用に関する契約を締結していない場合、5分以内に1分発電計画電力から供出可能量まで増加させ、供出可能量が30分間以上継続（応動時間を含む）できることを確認します。
 - ・ 専用線オンラインで接続し、余力活用に関する契約を締結する場合、EDC変化速度にもとづいて供出可能量まで増加させ、供出可能量が30分間以上継続（応動時間を含む）できることを確認します。
 - ✓ 試験b：指令量または指令値を繰り返し変化させたときの応動を確認する試験
(取引規程第22条（確認項目）の(4)ロ、ハを確認)
 - ・ 発電計画電力または1分発電計画電力から供出可能量の30%～70%の範囲内の任意の出力で増加させる指令に追従していることを確認します。
 - ・ 供出可能量まで増加させる指令に追従していることを確認します。
 - ・ 供出可能量から発電計画電力または1分発電計画電力へ復帰することを確認します。



- ✓ 試験c：指令量を供出可能量の一部としたとき、または指令値を発電上限電力の一部としたときの応動時間および継続時間を確認する試験
(取引規程第22条（確認項目）の(4)ハを確認)
- ・ 簡易指令システムで接続または専用線オンラインで接続し余力活用に関する契約を締結していない場合、15分以内に1分発電計画電力から供出可能量の30%～70%まで増加させ、30分間以上継続（応動時間を含む）できることを確認します。
 - ・ 専用線オンラインで接続し、余力活用に関する契約を締結する場合、EDC変化速度にもとづいて供出可能量の30%～70%まで増加させ、30分間以上継続（応動時間を含む）できることを確認します。
- ✓ 試験d：指令量がゼロの場合の応動を確認する試験
(取引規程第22条（確認項目）の(4)ニを確認)
- ・ 発電販売計画（簡易指令システムで接続し、出力調整指令（数値指令）を選択するときに限る）、または1分発電計画電力計画にもとづいた応動をしていることを確認します。



- 実働試験の評価は、属地TSOにて以下の手順で行います。
 1. 実働試験対象時間において、広域機関に提出された発電計画または様式17-1(三次調整力①・二次調整力②【単独発電機】応動実績提出用フォーマット【事前審査（実働試験用）】)にて提出された1分発電計画電力、1分ごとの発電実績および応動実績を用いて評価します。
 2. 試験時間において、応動実績が許容範囲内であることを1分ごとに確認します。評価は30分コマ単位に行い、計測点30点のうち90%以上が許容範囲内である場合に要件に適合していると判断します。なお、適合している場合、206スライドの試験aにおいて確認された供出可能量を、入札量上限とします。
 3. 簡易指令システムで接続し、出力調整指令（数値指令）を選択する場合、または専用線オンラインで接続する場合の発電実績の許容範囲は以下のとおりとします（簡易指令システムで接続し、出力変化量指令を選択する場合の応動実績の許容範囲は指令量を用いて算定します）。※
 - a. 指令値変更に伴い応動している時間を除く時間
指令値±供出可能量×10%
 - b. 増加方向への指令値変更に伴い応動している時間
「変更前指令値－供出可能量×10%」から「変更後指令値＋供出可能量×10%」
 - c. 減少方向への指令値変更に伴い応動している時間
「変更前指令値＋供出可能量×10%」から「変更後指令値－供出可能量×10%」



※単独発電機の場合において、「指令値」は簡易指令システムで接続し出力調整指令（数値指令）を選択する場合、または専用線オンラインで接続する場合に属地TSOが指令した指令値を指します。簡易指令システムで接続し、出力変化量指令を選択する場合は「出力変化量」にて指令が行われます。

専用線オンラインで発電端により指令を行っている場合は、属地TSOとの協議により定めた算出式により、発電端の指令値を送電端に換算した値とします。



- 208スライドの3における「指令値変更に伴い応動している時間」は、単独発電機の接続形態（簡易指令システムまたは専用線オンライン）および専用線オンラインで接続する場合の指令周期等により、次のとおり異なります。

（簡易指令システムの場合） 属地TSOから送信された指令値の到達時刻の直前の5分間とします。

（専用線オンラインで接続する場合） ※1

EDC制御を行った場合※2は、別表2に定めるEDC目標時刻までとします。

EDC目標時刻がEDC演算周期よりも短いときは、属地TSOが指令を送信してからEDC演算周期が経過するまでの時間とします。

EDC目標時刻について定めのない場合は属地TSOが指令を送信してから「5分間」※3とします。

※1 余力活用に関する契約を締結していない場合、もしくは余力活用に関する契約を締結し第35条(2)ロに規定される指令を行った場合、属地TSOが指令を送信してから5分間とします

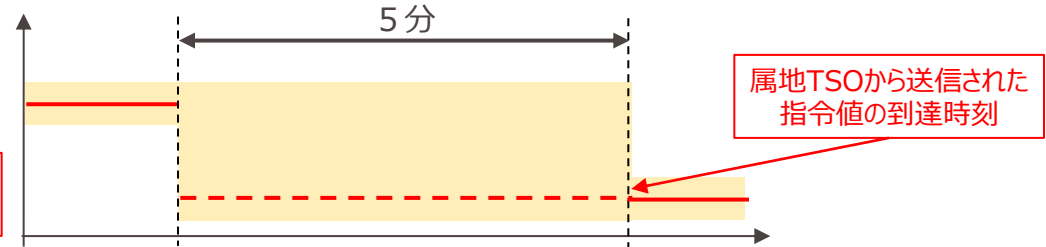
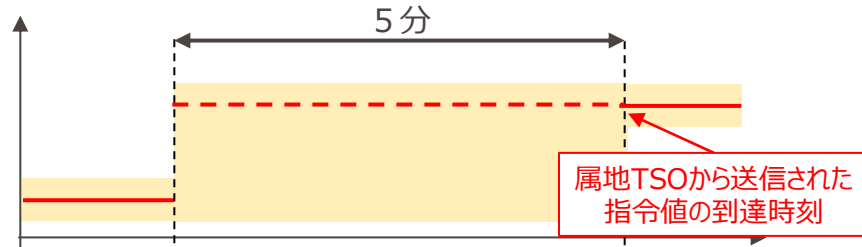
※2 手動の指令値等でEDCを模擬する場合を含む

※3 到達時刻が「5分」を超過する指令を行う場合は、需給調整市場システムへデータ登録されたEDC変化速度で応動したときに送信された指令値に到達するまでの時間とします

i) 「簡易指令システムの場合」

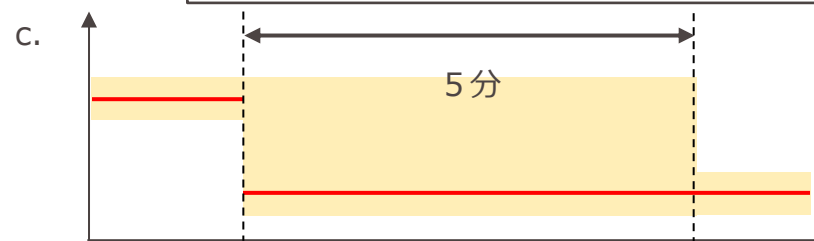
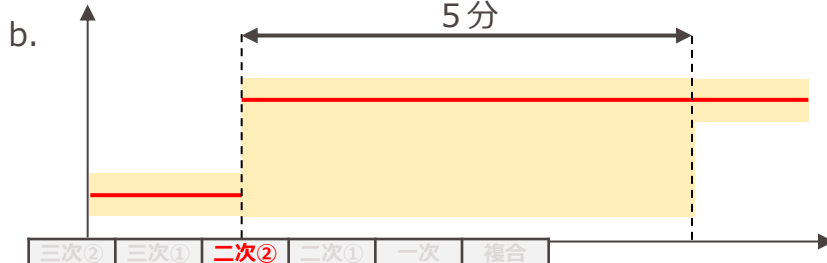
—: 指令値 ■: 許容範囲 ↔: 指令値変更に伴い応動している時間

b. 増加方向への指令値変更に伴い応動している時間を含むケース c. 減少方向への指令値変更に伴い応動している時間を含むケース



ii) 「専用線オンラインでEDC目標時刻について定めのない場合」

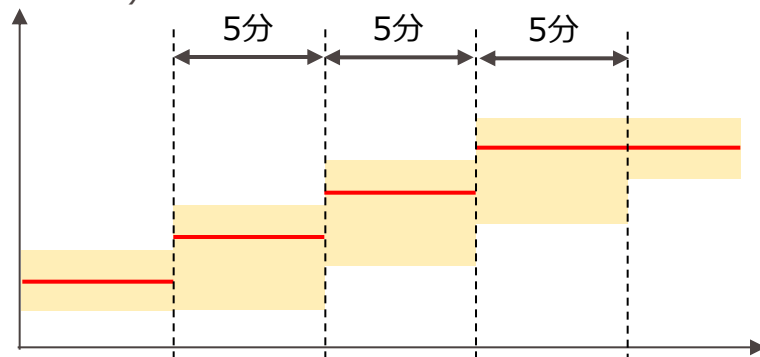
—: 指令値 ■: 許容範囲 ↔: 指令値変更に伴い応動している時間



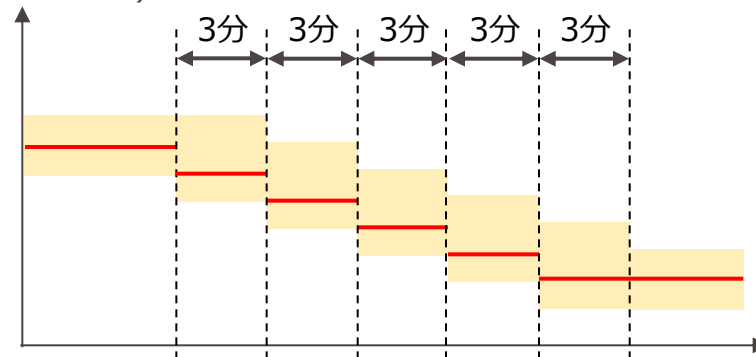
取引規程
第3章 第24条
第8章 第39条

iii) 「専用線オンラインで“EDC目標時刻 $\geq$ EDC演算周期”のEDC制御を行なった場合」※

b. 増加方向への指令値変更に伴い応動している時間を含むケース
(EDC目標時刻が「5分後」、EDC演算周期が「5分」の
場合の例)

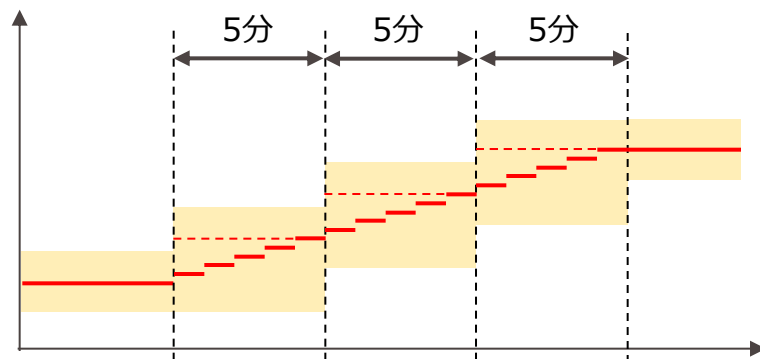


c. 減少方向への指令値変更に伴い応動している時間を含むケース
(EDC目標時刻が「3分後」、EDC演算周期が「3分」の
場合の例)

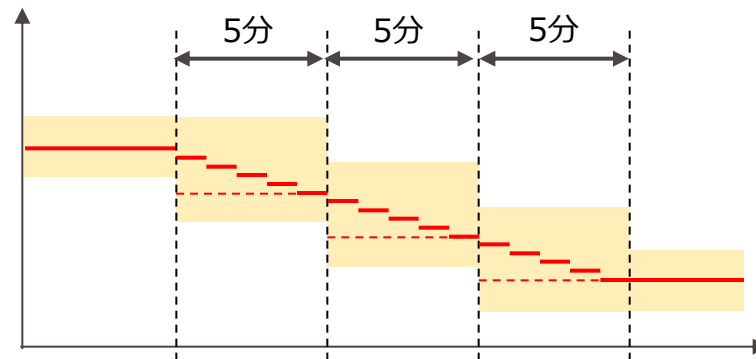


iv) 「専用線オンラインで“EDC目標時刻 $<$ EDC演算周期”のEDC制御を行なった場合」※

b. 増加方向への指令値変更に伴い応動している時間を含むケース
(EDC目標時刻が「1分後」、EDC演算周期が「5分」の
場合の例)



c. 減少方向への指令値変更に伴い応動している時間を含むケース
(EDC目標時刻が「1分後」、EDC演算周期が「5分」の
場合の例)



— : 指令値 ■ : 許容範囲 ↔ : 指令値変更に伴い応動している時間

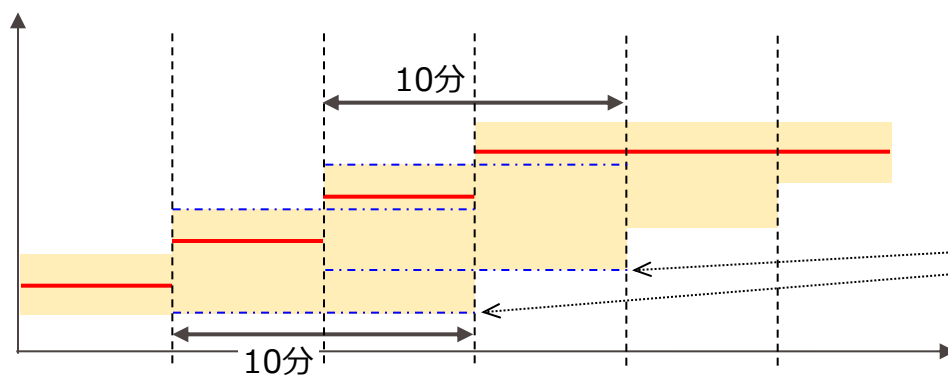
※ 手動の指令値等でEDCを模擬する場合を含む



取引規程 第3章 第24条、第8章 第39条

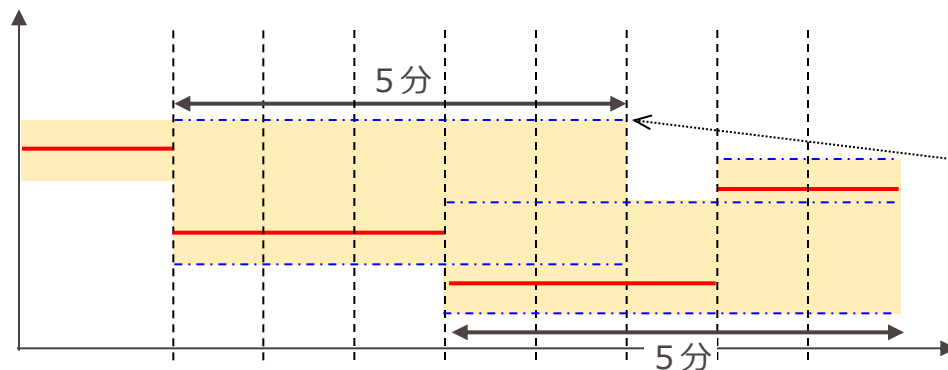
- 指令値変更に伴い応動している時間に新たに指令値の変更が行われた場合は、変更前の指令値に対し算定した上限値および下限値を、前述のi)～iv)で示した時間保持するものとします。
- 複数の指令値変更に伴い応動している時間が重なる場合は、最も大きい上限値から最も小さい下限値の間を（重なった期間における）許容範囲とします。

（例）EDC目標時刻が「10分後」、EDC演算周期が「5分」で、応動している時間に指令値が変更となった場合 ※



EDC指令値が変更されても、変更前の指令値に対して算定した下限値が、変更後5分間(当初の目標時刻である10分後までの間)保持されます。

（例）EDC目標時刻に定めが無く、EDC演算周期が「3分」で、応動している時間に指令値が変更となった場合 ※



EDC指令値が変更されても、変更前の指令値に対して算定した上限値が、変更後2分間(変更前の指令から5分後までの間)保持されます。

※ 手動の指令値等でEDCを模擬する場合を含む

— : 指令値 ■ : 許容範囲 ↔ : 指令値変更に伴い応動している時間

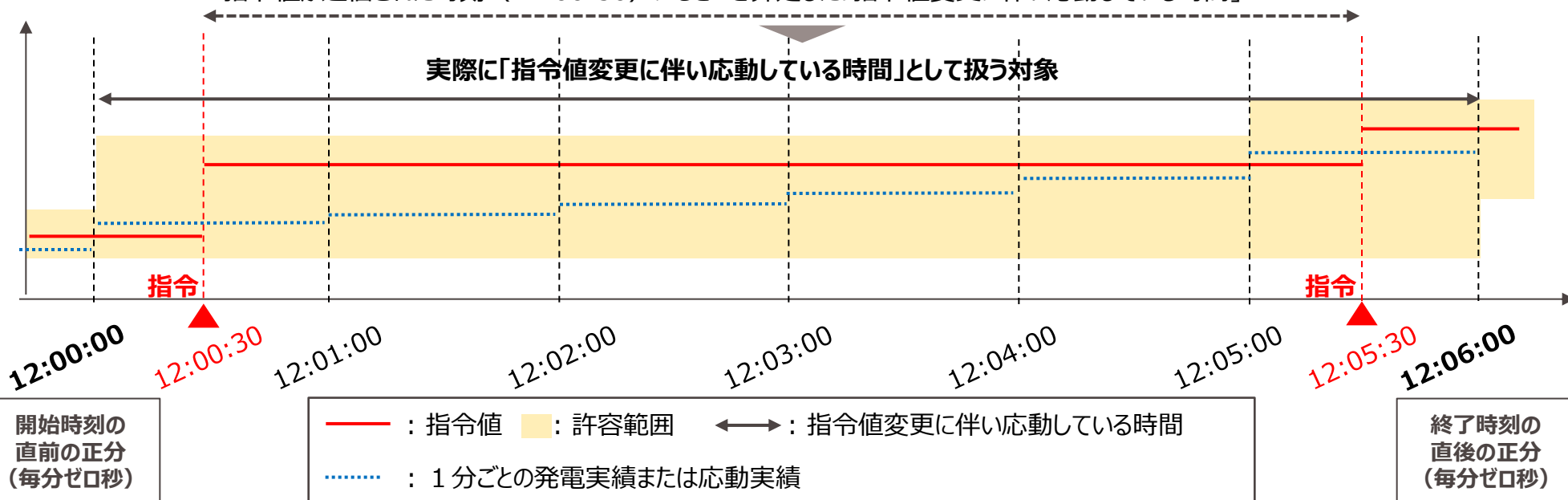


取引規程 第3章 第24条、第8章 第39条

- なお、前述のi)～iv)で示した「指令値変更に伴い応動している時間」が毎分ゼロ秒（以下、「正分」といいます。）を除く時刻に開始および終了する場合は、「指令値変更に伴い応動している時間」として扱う対象は、当該開始時刻の直前の正分から当該終了時刻の直後の正分までといたします。

(例) 専用線オンラインかつEDC目標時刻が「5分後」、EDC演算周期が「5分」の場合で、12:00:30に指令値変更を実施

指令値が送信された時刻（12:00:30）にもとづき算定した「指令値変更に伴い応動している時間」



上記の例の場合、12:00:30に増加方向の指令値変更が行われたことにより、許容範囲が「変更前指令値－供出可能量10%」から「変更後指令値＋供出可能量×10%」の範囲へと拡大されますが、この拡大された許容範囲により発電実績または応動実績（アセスメントⅡの場合は供出電力（1分））が評価されるのは、計測対象時間を以下とする6点※となります。

- ①12:00:00～12:00:59、②12:01:00～12:01:59、③ 12:02:00～12:02:59、
 ④12:03:00～12:03:59、⑤12:04:00～12:04:59、⑥ 12:05:00～12:05:59

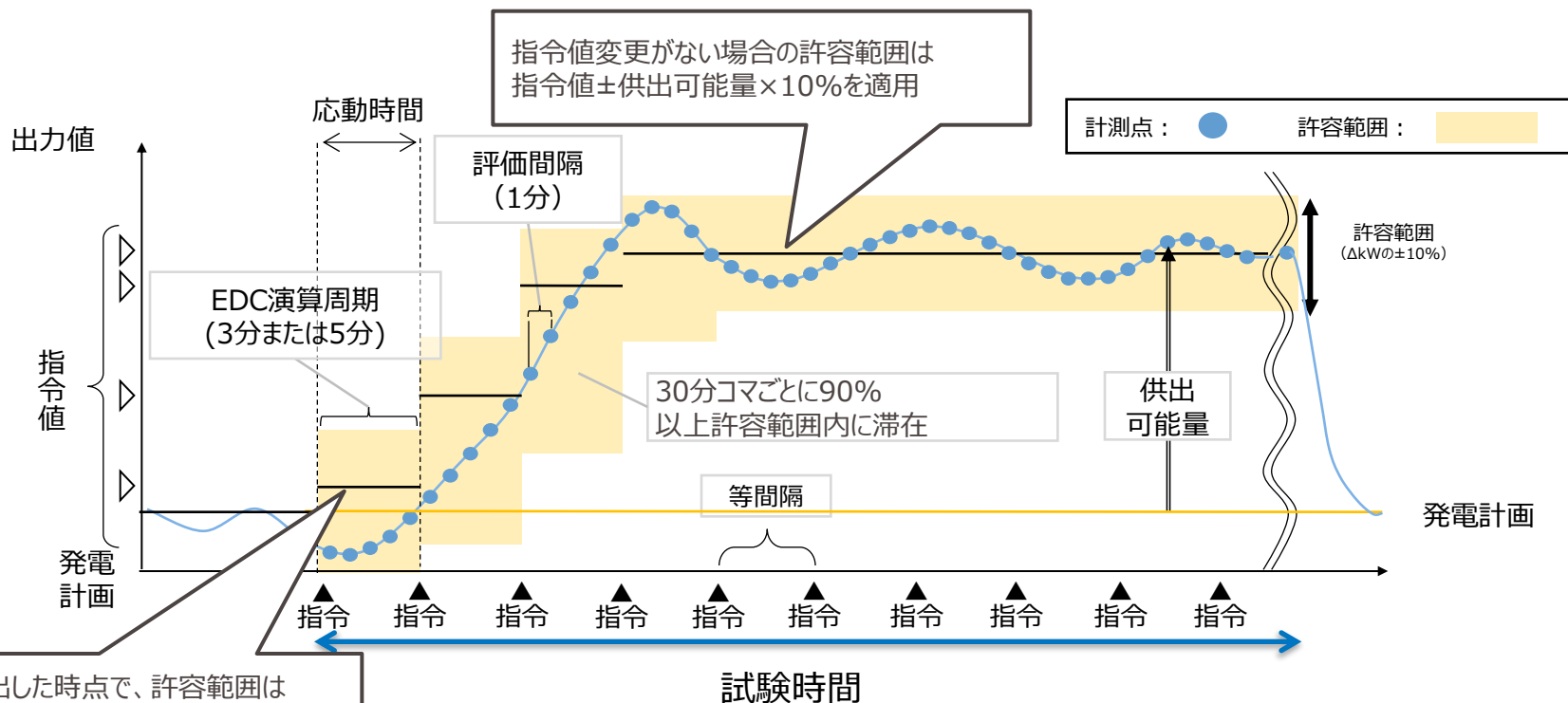
※11:59:00～12:00:00および12:06:00～12:07:00を計測対象時間とする実績の評価においては、この拡大された許容範囲は適用しません。



取引規程 第3章 第24条、第8章 第39条

- 実働試験では、属地TSOが発電計画に応じて、供出可能量の範囲内で発電機出力を都度指令します。任意の指令値を実現するため、EDCは使用せず、手動の指令値等でEDCを模擬することがあります。
- 応動は、発電端値を送電端値に換算した発電機出力で評価していきます。
- 実働試験終了後は、発電計画に追従していただきます。なお、実働試験終了時に属地TSOからリソースの発電計画値への復帰指令は行いません。実働試験時だけではなく、約定後の実需給においても復帰指令は行いません。

【イメージ：試験a（指令値を供出可能量としたときの応動時間および継続時間を確認する試験）】



増加方向への指令を出した時点で、許容範囲は
変更前指令値-供出可能量×10%
～指令変更後指令値+供出可能量×10%を適用



①基本的な考え方

- 約定ブロック内において、到達時刻の5分前までに5分間隔で、属地TSOから指令値ゼロも含めて指令を行います。

②同一の系統コードのリソースで二次調整力②の約定ブロックが連続している場合の指令方法

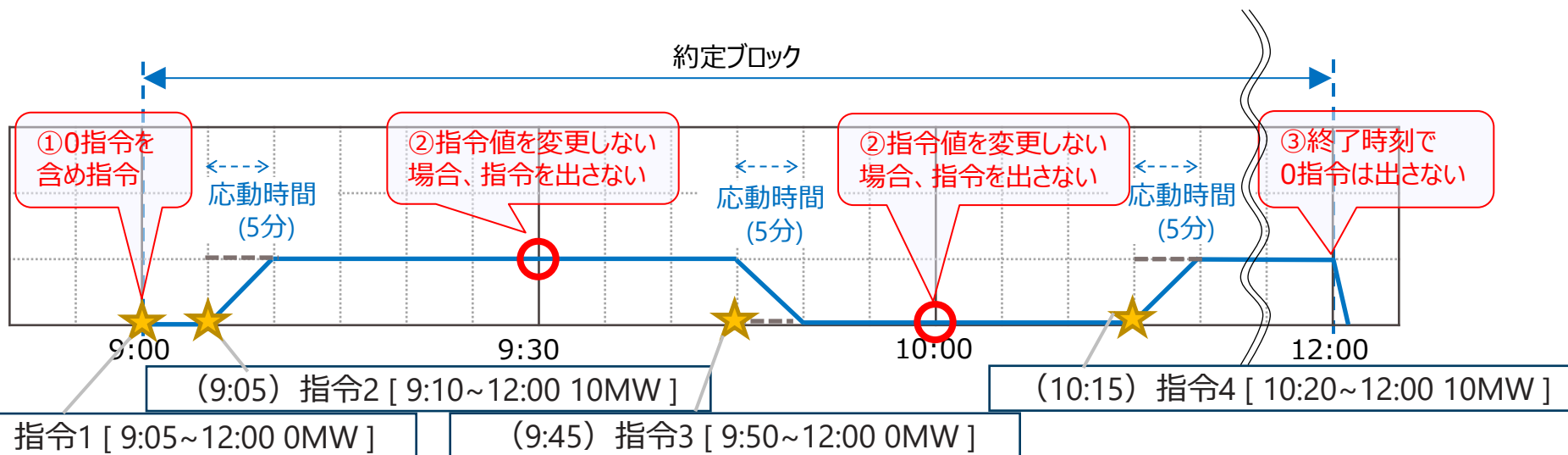
- 約定した連続ブロックの最終時刻で指令するため、指令値を変更しない場合、コマごと約定ブロック跨ぎでの指令は出しません。

③約定ブロック終了時刻の指令方法 (同一の系統コードのリソースで二次調整力②のブロックを連続して約定した場合は、連続した約定ブロックの最終時刻)

- 実働試験終了時に属地TSOからリソースへの復帰指令は行いません。
- 実働試験時だけではなく、約定後の実需給においても同様の指令方法になります。

※指令値の変更が必要となる到達時刻の5分前までに指令を実施するため、毎時、00分、05分、10分、15分、25分、30分、35分、40分、45分、50分および55分の指令とは限りません。

----- : 指令値 ————— : 応動実績



約定した最初の商品ブロックの指令は、商品ブロック開始後5分を到達時刻とした指令を行う。



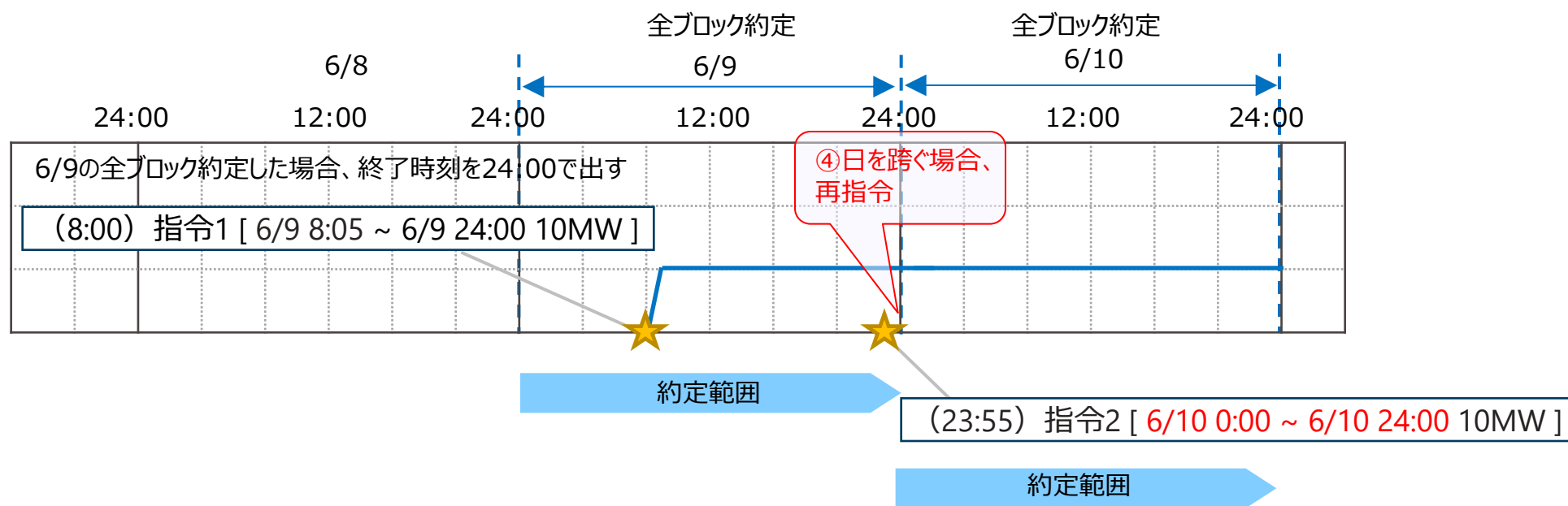
取引規程 第3章 第24条、第7章 第35条

④連続した約定ブロックが日を跨ぐ場合の指令方法

- 同一系統コードの資源が約定した連続するブロックで日を跨ぐ場合は、指令値を変更しない場合であっても、日替わりで指令を出し直します。

⑤システムトラブル等により属地TSOから指令がない、または指令量をゼロとする指令が行われた場合

- 発電販売計画（簡易指令システムで接続し、出力調整指令（数値指令）を選択するときに限る）、1分発電計画電力計画、1分基準値電力計画（事前予測型）または1分基準値電力計画（直前計測型）にもとづいた応動をしていただきます。

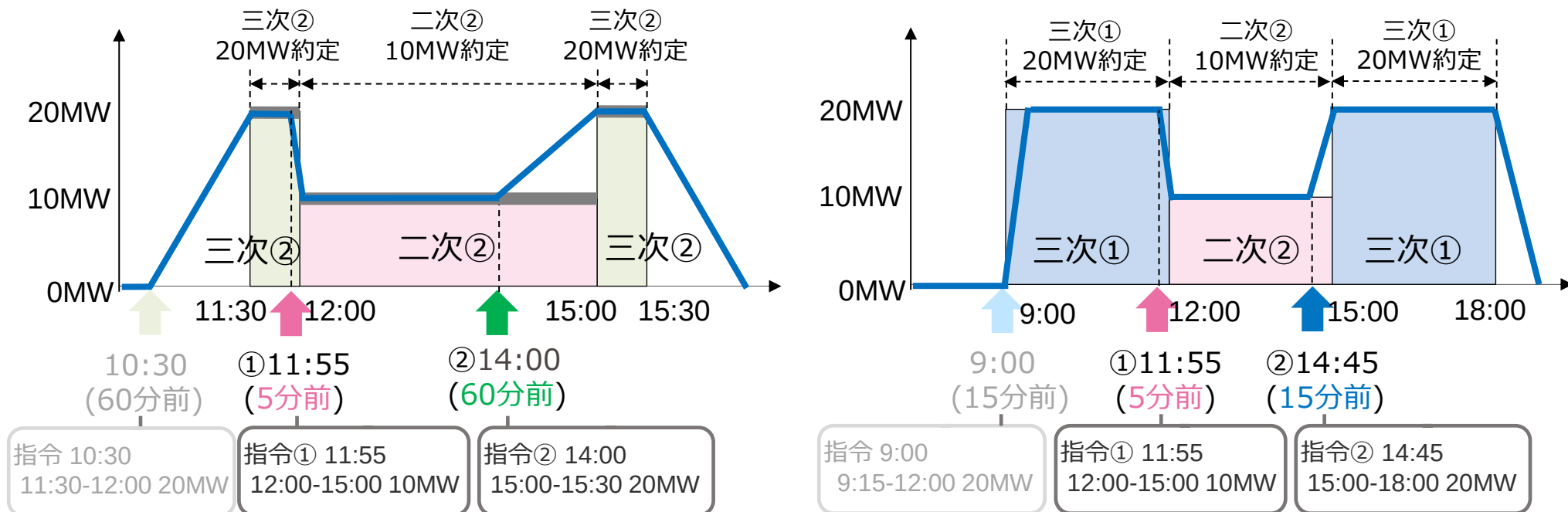


- 二次調整力②と三次調整力②で連続して約定し、商品区分を跨ぐ場合、二次調整力②は約定ブロックの5分前までに、三次調整力②は約定ブロックの60分前までに、それぞれを指令します。
- 二次調整力②と三次調整力①で連続して約定し、商品区分を跨ぐ場合、二次調整力②は約定ブロックの5分前までに、三次調整力①は約定ブロック15分前までに、それぞれを指令します※。

※三次調整力①の代わりに、三次調整力①と同一提供期間において三次調整力②も同時に約定している場合も同様（二次調整力②は約定ブロックの5分前までに、三次調整力①と三次調整力②は約定ブロック15分前までに指令）。

【指令方法の例】

□ 二次②約定範囲 □ 三次①約定範囲 □ 三次②約定範囲 — 応動実績



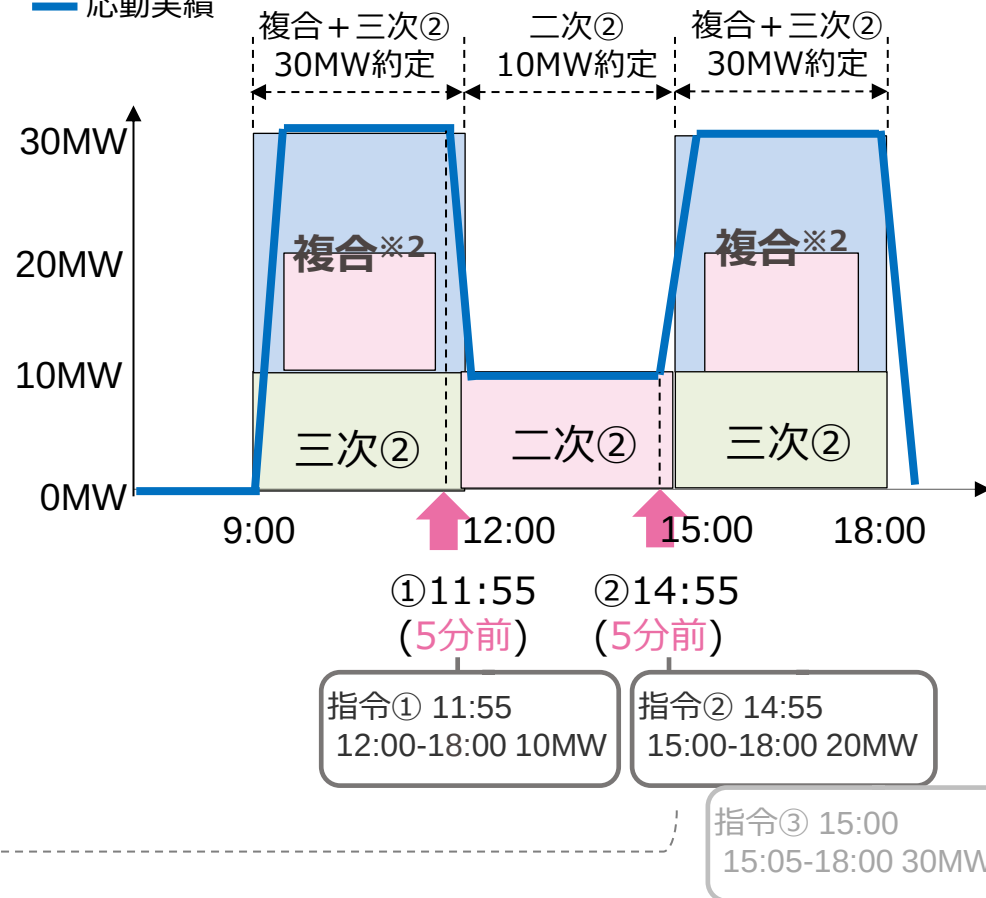
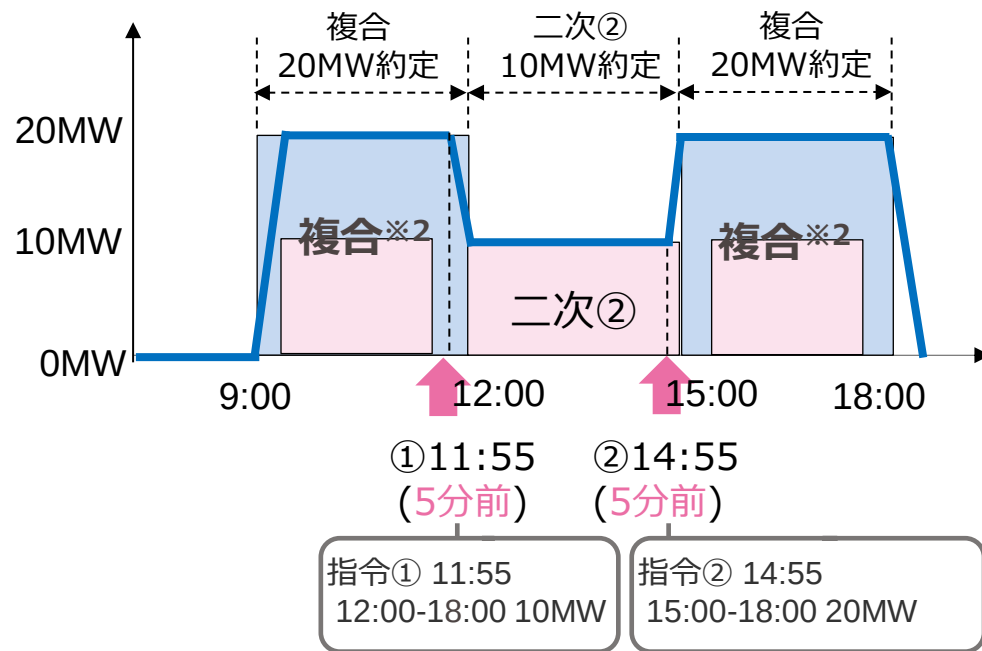
異なる商品の約定ブロックに対して、指令は分けて送信します。

- 二次調整力②と複合商品（三次調整力①と二次調整力②が複合）で連続して約定※1し、商品区分を跨ぐ場合、二次調整力②は約定ブロックの5分前までに、複合商品は約定ブロックの5分前までに、それぞれを指令します。
- ※1 同一提供期間に、複合商品と三次調整力②が約定した場合も同様

【指令方法の例】

■ 二次②約定範囲 ■ 三次①約定範囲 ■ 三次②約定範囲 — 応動実績

※2 同一提供期間で三次①が20MW、二次②が10MW約定した場合
(二次②は三次①の内数として約定)



異なる商品の約定ブロックに対して、指令は分けて送信します。



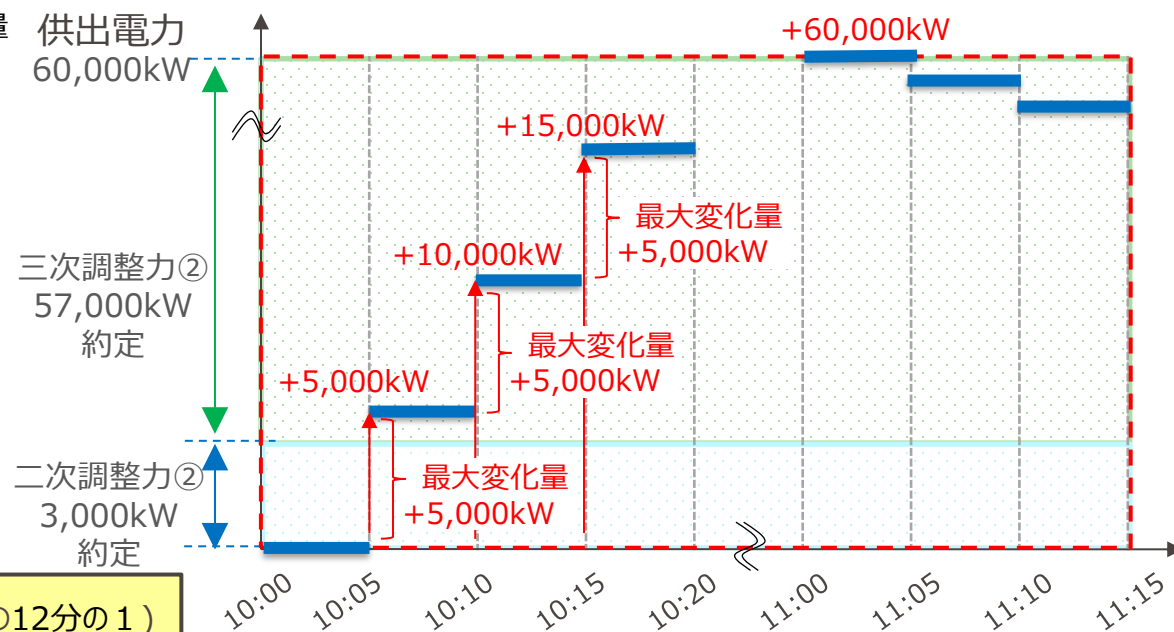
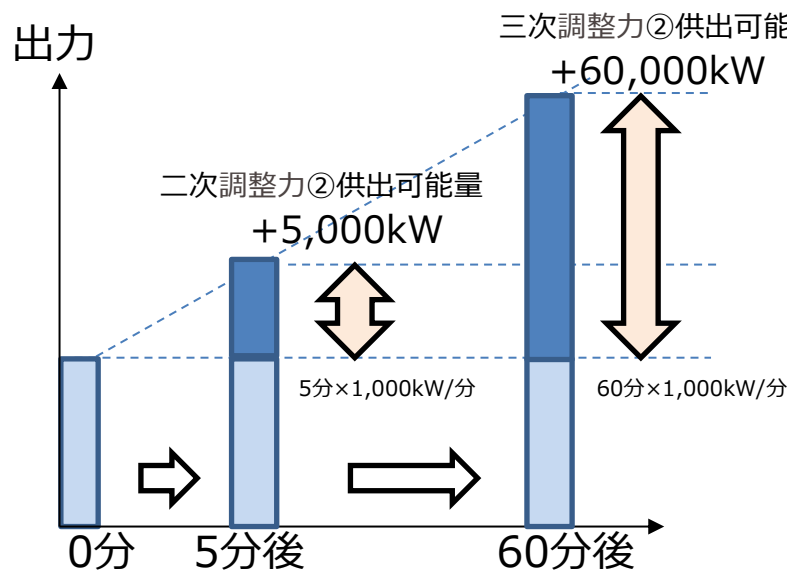
- 同一の系統コードの単独発電機または各リスト・パターンにおいて、同一提供期間に二次調整力②と三次調整力②で約定している場合、当該提供期間の三次調整力②の約定は、二次調整力②が約定しているものとして指令を行います※。
- 二次調整力②の指令として5分以内の応動を求める最大変化量は、「二次調整力②供出可能量」もしくは「三次調整力②供出可能量の12分の1」のうち、いずれか大きい量とします。
- なお、同一の系統コードの各リスト・パターンについては、同一提供期間に二次調整力②と三次調整力②の入札や差替えができないため、この扱いはありません。

※ 二次調整力②と同時に以下の通り約定する場合、記載の約定は二次調整力②が約定しているものとして指令を行います。

- ・ 三次調整力①が同時に約定しているときの、三次調整力①の約定
- ・ 複合約定対象商品に三次調整力①および二次調整力②が含まれる複合商品に同時に約定しているときの、複合商品における三次調整力①および二次調整力②の約定
- ・ 三次調整力②、二次調整力②ならびに複合約定対象商品に三次調整力①および二次調整力②が含まれる複合商品が同時に約定しているときの、三次調整力②、二次調整力②および複合商品における三次調整力①および二次調整力②の約定

【1,000kW/分で出力上昇可能な単独発電機の例】

同一提供期間に二次調整力②と三次調整力②で約定している場合



Max(二次調整力②供出可能量、三次調整力②供出可能量の12分の1)
⇒5,000kW/5分以内の指令変化とします



- 各リスト・パターンを用いる場合の実働試験は、各リスト・パターンごと、商品区分ごとに試験を行います。事前予測型を選択している場合の具体的な実施方法は以下のとおりとします。（発電リソースのみの場合も同様）
 1. 取引会員は、試験候補日時を選定して、メールにて属地TSOへ通知していただきます。
 - a. 試験候補日：任意の1日間
 - b. 試験時間：取引規程第29条（ ΔkW の入札単位）の中から入札を予定している30分コマを4つ選定していただきます。
※試験候補日時は、エリアの系統状況または需給状況により試験実施が不可と判断される場合は、試験日時を協議させていただき、再度設定させていただきます。
 2. 実働試験は、221、222スライドに記載の標準パターン化した実働試験を行います。
 3. 取引会員は、設定した試験可能日時の60分前までに属地TSOに実働試験対象時間（試験実施直前の60分＋試験時間（30分））の1分基準値電力（事前予測型）、機器点1分基準値電力（事前予測型）を、所定の様式17-2、17-3、17-4（三次調整力①・二次調整力②【各リスト・パターン】応動実績提出用フォーマット【事前審査（実働試験用）】）を用いて提出※1、※2していただきます。
 4. 属地TSOは、到達時刻の5分前までに指令を行います。ただし、対象の時刻に対して5分前までに指令がない場合は、対象の時刻の直前の時間に対する指令値に従った運転を継続していただきます。
 5. 取引会員は、試験実施後、実働試験対象時間における、試験対象の各リスト・パターンの1分基準値電力（事前予測型）、機器点1分基準値電力（事前予測型）、1分ごとの実績データ、また試験時間における、1分ごとの応動実績を所定の様式17-2、17-3、17-4（三次調整力①・二次調整力②【各リスト・パターン】応動実績提出用フォーマット【事前審査（実働試験用）】）にて、属地TSOに提出※1、※2していただきます。

※1 各様式にて、リソース単位での1分基準値電力（事前予測型）、機器点1分基準値電力（事前予測型）、実績データおよび応動実績（リソース単位に配分した指令値を含みます）を提出※2する場合は、各リスト・パターンごとの試験を省略することができます。

※2 発電リソースが含まれる場合は、実働試験対象時間における1分発電計画電力、機器点1分発電計画電力も提出していただきます。



- 各リスト・パターンを用いる場合の実働試験は、各リスト・パターンごと、商品区分ごとに試験を行います。需要家リスト・パターンまたはネガボジリスト・パターンで直前計測型を選択している場合の具体的な実施方法は以下のとおりです。
 1. 取引会員は、試験候補日時を選定して、メールにて属地TSOへ通知していただきます。
 - a. 試験候補日：任意の1日間
 - b. 試験時間：取引規程第29条（ ΔkW の入札単位）の中から入札を予定している30分コマを4つ選定していただきます
※試験候補日時は、エリアの系統状況または需給状況により試験実施が不可と判断される場合は、試験日時を協議させていただき、再度設定させていただきます。
 2. 実働試験は、221、222スライドに記載の標準パターン化した実働試験を行います。
 3. 簡易指令システムで接続している場合、試験開始時刻の5分前から、1分ごとの需要実績を、当該コマの次の30分コマの終了時刻までに属地TSOに、簡易指令システムを通じて送信していただきます。なお、専用線オンラインで接続している場合、属地TSOと調整した送信周期ごとの需要実績を、当該時間の終了時刻から1秒から5秒程度以内に専用線オンラインを通じて送信していただきます。
 4. 属地TSOは、到達時刻の5分前までに指令を行います。ただし、対象の時刻に対して5分前までに指令がない場合は、対象の時刻の直前の時間に対する指令値に従った運転を継続していただきます。
 5. 取引会員は、試験実施後、試験開始時刻5分前から、試験開始時刻までの1分ごとの需要実績および試験時間における1分基準値電力（直前計測型）と、1分ごとの需要実績および応動実績を所定の様式17-3（三次調整力①・二次調整力②【需要家リスト・パターン】応動実績提出用フォーマット【事前審査（実働試験用）】）、17-4（三次調整力①・二次調整力②【ネガボジリスト・パターン】応動実績提出用フォーマット【事前審査（実働試験用）】）にて、属地TSOに提出※1,※2していただきます。

※1 各様式にて、リソース単位での1分基準値電力（直前計測型）、実績データおよび応動実績（リソース単位に配分した指令値を含みます）を提出※2する場合は、各リスト・パターンごとの試験を省略することができます。

※2 発電リソースが含まれる場合は、実働試験対象時間における1分発電計画電力、機器点1分発電計画電力も提出していただきます。



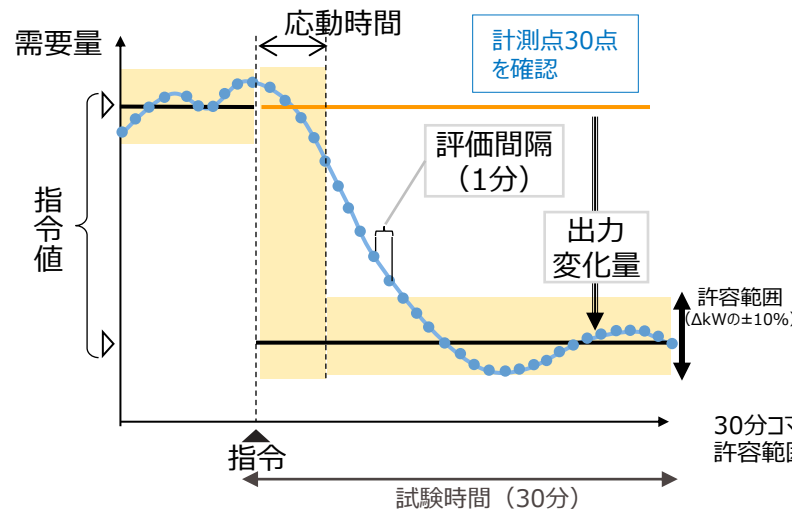
- 実働試験は試験a、b、c、dについて下記のとおり、標準パターン化した試験を実施します。
- なお、事前予測型を設定している場合、1分基準値電力（事前予測型）、機器点1分基準値電力（事前予測型）は取引会員が実働試験開始60分前までに属地TSOへ提出いただいた様式17-2、17-3、17-4（三次調整力①・二次調整力②【各リスト・パターン】応動実績提出用フォーマット【事前審査（実働試験用）】）の1分発電計画電力、機器点1分発電計画電力、1分基準値電力（事前予測型）または機器点1分基準値電力（事前予測型）の値を使用します。簡易指令システムで接続し、需要家リスト・パターンまたはネガポジリスト・パターンで直前計測型を選択している場合、試験開始時刻の5分前から、1分ごとの需要実績を、当該コマの次の30分コマの終了時刻までに簡易指令システムを通じて属地TSOに送信いただき算出した1分基準値電力（直前計測型）の値を使用します。なお、専用線オンラインで接続し、直前計測型を選択している場合、属地TSOと調整した送信周期ごとの需要実績を、当該時間の終了時刻から1秒から5秒程度以内に専用線オンラインを通じて属地TSOに送信いただきます。
 - ✓ 試験a：指令量を供出可能量としたときの応動時間および継続時間を確認する試験
（取引規程第22条（確認項目）の(4)イ、(5)を確認）
 - 取引会員が属地TSOへ提出いただいた実働試験対象時間における1分発電計画電力、機器点1分発電計画電力、1分基準値電力（事前予測型）、機器点1分基準値電力（事前予測型）または1分基準値電力（直前計測型）から供出可能量まで5分以内に応動させ、供出可能量が30分間以上継続（応動時間を含む）できることを確認します。
 - ✓ 試験b：指令量を繰り返し変化させたときの応動を確認する試験
（取引規程第22条（確認項目）の(4)ロ、ハを確認）
 - 実働試験対象時間における1分発電計画電力、機器点1分発電計画電力、1分基準値電力（事前予測型）、機器点1分基準値電力（事前予測型）または1分基準値電力（直前計測型）から供出可能量の約30～70%の範囲内の任意の量で応動をさせる指令に追従していることを確認します。
 - 供出可能量まで応動させる指令に追従していることを確認します。
 - 供出可能量から1分発電計画電力、機器点1分発電計画電力、1分基準値電力（事前予測型）、機器点1分基準値電力（事前予測型）または1分基準値電力（直前計測型）へ復帰することを確認します。

- ✓ 試験c：指令量を供出可能量の一部としたときの応動時間および継続時間を確認する試験
(取引規程第22条（確認項目）の(4)八を確認)
 - 取引会員が属地TSOへ提出いただいた実働試験対象時間における1分発電計画電力、機器点1分発電計画電力、1分基準値電力（事前予測型）、機器点1分基準値電力（事前予測型）または1分基準値電力（直前計測型）から供出可能量の約30～70%まで15分以内に応動させ、供出可能量が30分間以上継続（応動時間を含む）できることを確認します。
- ✓ 試験d：指令量がゼロの場合の応動を確認する試験
(取引規程第22条（確認項目）の(4)二を確認)
 - 1分発電計画電力、機器点1分発電計画電力、1分基準値電力（事前予測型）、機器点1分基準値電力（事前予測型）または1分基準値電力（直前計測型）にもとづいた応動をしていることを確認します。

- 実働試験の評価は、属地TSOにて下記の手順で行います。
 1. 実働試験対象時間において、所定の様式17-2、17-3、17-4(三次調整力①・二次調整力②【各リスト・パターン】) 応動実績提出用フォーマット【事前審査（実働試験用）】にて提出された1分ごとの1分発電計画電力、機器点1分発電計画電力、1分基準値電力（事前予測型）、機器点1分基準値電力（事前予測型）または1分基準値電力（直前計測型）、実績データおよび応動実績を用いて評価します。
 2. 実働試験対象時間において、応動実績が許容範囲内であることを1分ごとに確認します。評価は30分コマ単位に行い、計測点30点のうち90%以上が許容範囲内である場合に要件に適合していると判断します。なお、適合している場合、221スライドの試験aにおいて確認された供出可能量を入札量上限とします。
 3. 応動実績の許容範囲は以下のとおりとします。
 - a. 指令値変更に伴い応動している時間を除く場合
指令量±供出可能量×10%
 - b. 増加方向への指令値変更に伴い応動している時間の場合
「変更前指令量－供出可能量×10%」から「変更後指令量＋供出可能量×10%」
 - c. 減少方向への指令値変更に伴い応動している時間の場合
「変更前指令量＋供出可能量×10%」から「変更後指令量－供出可能量×10%」

【出力変化量のイメージ（DSR等の例）】

○1分ごとの計測点30点のうち90%以上の応動実績が許容範囲内であることを確認します（右図参照）



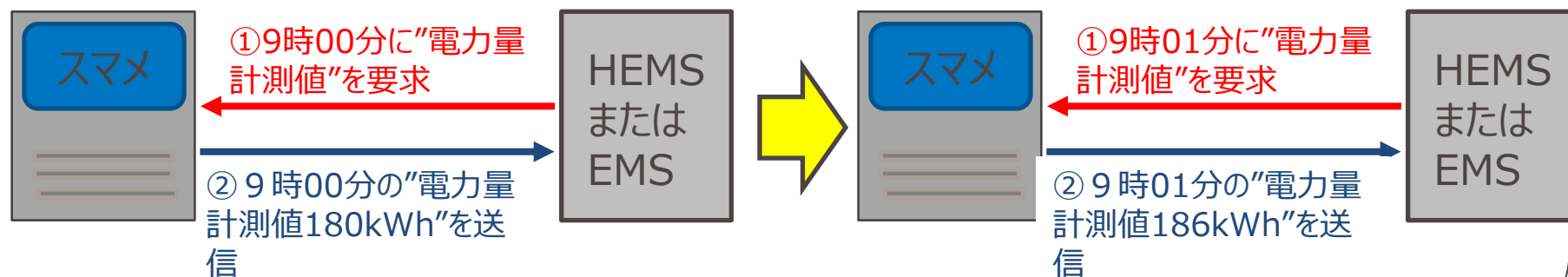
30分コマごとに適合確認（90%以上が許容範囲内に滞在で適合と判断）

※応動時間とは、中給から指令を発信してから供出可能量まで出力を変化するのに要する時間をいいます。

※各リスト・パターンにおいて、指令量とは、簡易指令システムにより属地TSOが指令した指令値をいいます。

- 実働試験の評価に用いる「1分kW値」について、電力量計の計測値を用いる場合は、下記の要領で「1分平均電力」を算定します。

○1分平均電力(補正計測電力)を算出する例



9時00分から9時01分の1分kWhは、 $186\text{kWh} - 180\text{kWh} = 6\text{kWh}$

9時00分から9時01分の1分平均電力kWは、 $6\text{kWh} \times 60 = 360\text{kW}$

【出力3000kWで9:00～9:05まで運転した場合の計量周期と計算値の例】

- 事前審査の評価は1分平均電力（補正計測電力）の単位であるkWに統一して行います。
- なお、55～57スライドに準じて、合成変成比や損失率等を用いた修正を行っていただきます。

周期	分類	9:00	9:01	9:02	9:03	9:04	9:05
1分	kW	-	3000kW	3000kW	3000kW	3000kW	3000kW
	kWh	-	50kWh	50kWh	50kWh	50kWh	50kWh



別冊（二次調整力①） 事前審査

- 性能確認の項目、確認事項および提出に求める性能データは下記のとおりです。
- 取引規程第19条（各リスト・パターン等の登録）第3項に該当し、かつ、派生パターンへの変更を希望する場合は、下記の第26条に定める要件に適合しているものとみなします。

第26条に定める要件（二次調整力①）		確認項目	性能データ等に関わる提出資料
①指令・制御	オンライン	第26条に規定するオンライン指令（簡易指令システムを除く）による出力調整が可能であること	属地TSOからオンライン指令に応じることが可能であることが確認できるもの。なお、属地TSOが出力増減指令（接点信号）による指令を行う場合、協議により定めた目標値の指令に応じることが可能であることが確認できるもの。ただし、電源Ⅱ周波数調整力契約または余力活用に関する契約を締結し二次調整力①相当の機能を有する場合はその契約書の写しをもってこれに代えることができる。
②指令間隔	0.5～数十秒		
③監視の通信方法	オンライン	第26条に規定する監視間隔でデータの収集・提出が可能であること	属地TSOがオンラインで監視できること、監視間隔が確認できるものおよび発電実績として収集保存されたデータ。ただし、電源Ⅱ周波数調整力契約または余力活用に関する契約を締結し二次調整力①相当の機能を有する場合はその契約書の写しをもってこれに代えることができる。
④監視間隔	1秒～5秒程度		
⑤通信回線	専用線	第13条に規定するセキュリティ要件を遵守していること	「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠していることが確認できるもの。ただし、電源Ⅱ周波数調整力契約または余力活用に関する契約を締結し二次調整力①相当の機能を有する場合はその契約書の写しをもってこれに代えることができる。

第26条に定める要件（二次調整力①）		確認項目	性能データ等に関わる提出資料
⑥応動時間	5 分以内※	第26条に規定する応動時間以内に供出可能量まで到達できること。なお、LFC制御を行った場合（手動の指令値等でLFCを模擬する場合を含む）は、別表 2 に定めるLFC演算周期において算定される指令値に対して、需給調整市場システムへデータ登録されたLFC変化速度で算定される時刻までに到達すること。 提供期間中は繰り返し指令に応じること。	以下のいずれかが確認できるデータ (1)単独発電機においては、定格出力、最低出力、出力変化速度が確認できるもの。ただし、電源Ⅱ周波数調整力契約または余力活用に関する契約を締結し二次調整力①相当の機能を有する場合はその契約書の写しをもってこれに代えることができる。 (2)単独発電機の場合は出力変化曲線、各リスト・パターンの場合は実証事業等の実績データ（データ取得日、時間、出力が記載されたもの）であって、以下の内容が確認できる稼働データ。ただし、出力変化曲線や実績データのサンプリング周期は属地TSOと調整した送信周期以内とし、属地TSOと調整した送信周期ごとの全計測点を30分コマ単位で評価して、以下の応動に対して90%以上が第24条（実働試験の実施方法）に定める許容範囲内で応動していることが確認できるもの。 (2-1)登録した供出可能量を出力するまでの時間が5 分以内であること。また、供出可能量および、遅れ時間から設定される中間線を上回る応動が可能であること。 (2-2)第26条(2)で定める指令間隔ごとの指令に追従できること (2-3)指令量をゼロとする指令が行われた場合は発電計画電力、合計発電計画電力またはベースラインにもとづいた運転を30分以上行うこととする。 (2-4)供出可能量の30%～70%の範囲内の任意の出力で、応動時間を含め少なくとも1 コマ（30分）の出力継続が確認できること なお、（1）または（2）における最低出力が、取引規程（需給調整市場）第18条（調整電力量料金に適用する単価の登録）第8項の最低出力として用いることが不適当な場合、代替する値を証明できる資料
⑦供出可能量（入札量上限）	5 分以内※に出力変化可能で、30分以上継続可能な最大の出力変化量	供出可能量のうち、一部の量が発電可能であること。 指令量をゼロとする指令が行われた場合は、発電計画、属地周期発電計画電力計画、機器点属地周期発電計画電力、属地周期基準値電力計画（事前予測型）、機器点属地周期基準値電力（事前予測型）または属地周期基準値電力計画（直前計測型）にもとづいた応動をしていること。	

※ 遅れ時間を含む



第26条に定める要件 (二次調整力①)		確認項目	性能データ等に関わる提出資料
⑧ 継続時間	30分以上	第26条に規定する継続時間以上、供出可能量の出力を継続的に発動可能であること。	以下のいずれかが確認できるデータ (1)単独発電機においては、定格出力の継続時間が確認できるもの。ただし、電源Ⅱ周波数調整力契約または余力活用に関する契約を締結し二次調整力①相当の機能を有する場合はその契約書の写しをもってこれに代えることができる。その他、市場運営者が他の資料に拠ることを認めた場合は、当該提出資料をもってこれに代えることができる。 (2)単独発電機の場合は出力変化曲線、各リスト・パターンの場合には実証事業等の実績データ（データ取得日、時間、出力が記載されたもの）であって、以下の内容が確認できる稼働データ。その他、市場運営者が他の稼働データに拠ることを認めた場合は、当該稼働データをもってこれに代えることができる。ただし、出力変化曲線や実績データはサンプリング周期を属地TSOと調整した送信周期以内として、30分コマ単位の内90%以上が第24条（実働試験の実施方法）に定める許容範囲内で応動していることが確認できるもの。 (2-1)単独発電機の場合は、定格出力で30分以上※の運転を継続していること。その他、市場運営者が他の内容に拠ることを認めた場合は、当該内容をもってこれに代えることができる。 (2-2)各リスト・パターンの場合は、登録された供出可能量で30分以上の応動を継続していること。 ※⑥応動時間と⑦供出可能量も合わせて確認できる稼働データを提出する場合は、応動時間を含めた30分間継続を確認する。

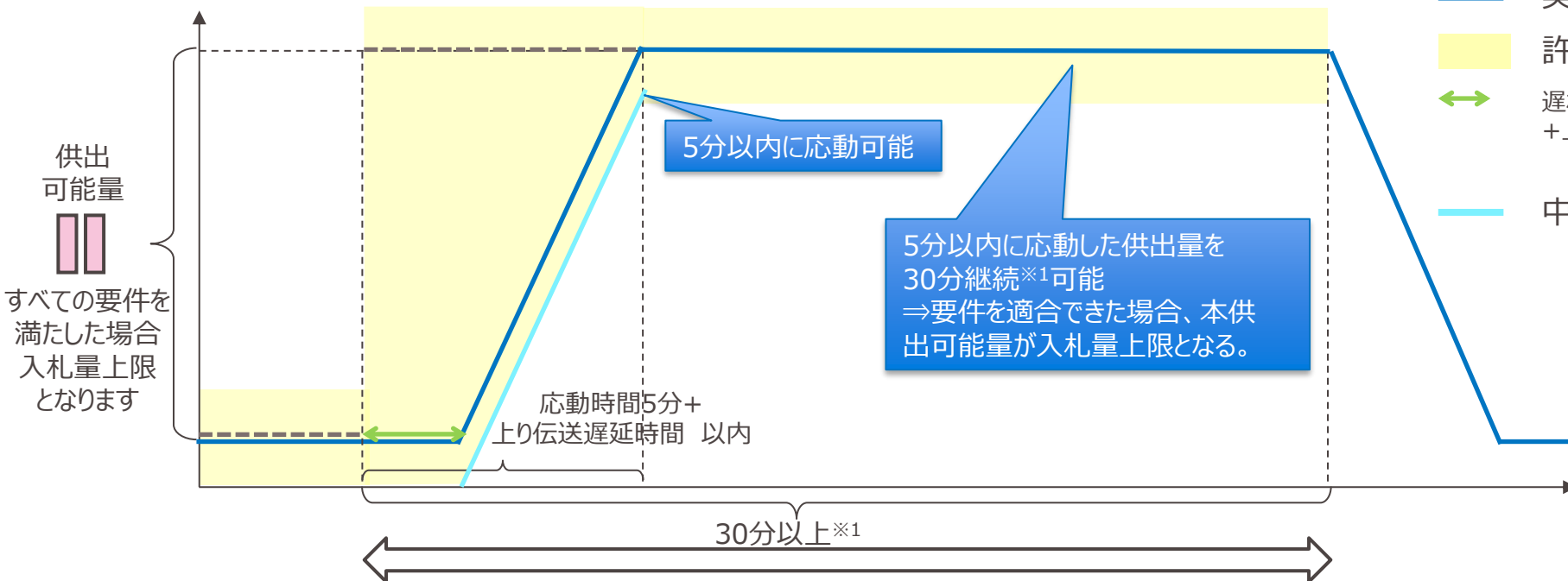
第26条に定める要件 (二次調整力①)		確認項目	性能データ等に関わる提出資料
⑨ 各リスト・ パターン またはマ スタパ ターン	-	(1)需要家リスト・パターンおよびネガポジリスト・パターン 取引会員間の需要リソースに重複がないことおよび需要リソースが複 数の小売電気事業者または特定卸供給事業者に所属していないこ と。ただし、供出電力（属地周期）が明確に区別・区分可能なこと を属地TSOが認めた場合は、この限りではない。 需要リソースが需要抑制量調整供給契約を締結している場合、当 該需要リソースが所属する需要抑制バランシンググループに、当該各リ スト・パターンに属さない需要者を含まないこと。 異なる系統コードに属する各リスト・パターンの間で需要リソースに重複 がないこと。 (2)発電機リスト・パターンおよびネガポジリスト・パターン 取引会員間の発電リソースに重複がないこと。 異なる系統コードに属する発電機リスト・パターンおよびネガポジリスト・ パターンの間で発電リソースに重複がないこと。	リスト・パターン申請情報
⑩ 遅れ時間	-	第13条（リソース等が満たすべき要件）(2)イ(㍑) a (a)に規定する 時間以内に応動開始することが確認できること。	第13条（リソース等が満たすべき要件）(2)イ(㍑) a (a)に 規定する時間(120秒※)以内に応動開始することが確認で きるもの。 ※新設発電機の場合は30秒

⑥応動時間、⑦供出可能量、⑧継続時間、⑩遅れ時間の確認に用いる性能データ例
(単独発電機の出力量変化曲線)

- 下記単独発電機の出力量変化曲線にて、応動時間以内に供出可能量まで到達できること、応動時間を含め30分以上供出可能量の出力を継続的に供出可能であることを確認します。
 - ✓ 本実績データにより、227スライドの(2-1)、228スライドの(2-1)および(2-2)を確認可能です。
- なお、要件への適合を確認できた場合、本供出可能量が入札量上限となります。

※ LFC信号は属地TSOにより異なることから当該試験方法の詳細は、属地TSOと協議をお願いします。

--- 指令値
— 実出力
■ 許容範囲
↔ 遅れ時間(120秒※2)
+ 上り伝送遅延時間
— 中間線



※1 ⑥応動時間、⑦供出可能量および⑧継続時間を合わせて確認できる稼働データを提出する場合は、応動時間5分を含めた継続時間30分以上を確認する。

※2 新設発電機の場合は30秒

三次② 三次① 二次② 二次① 一次 複合

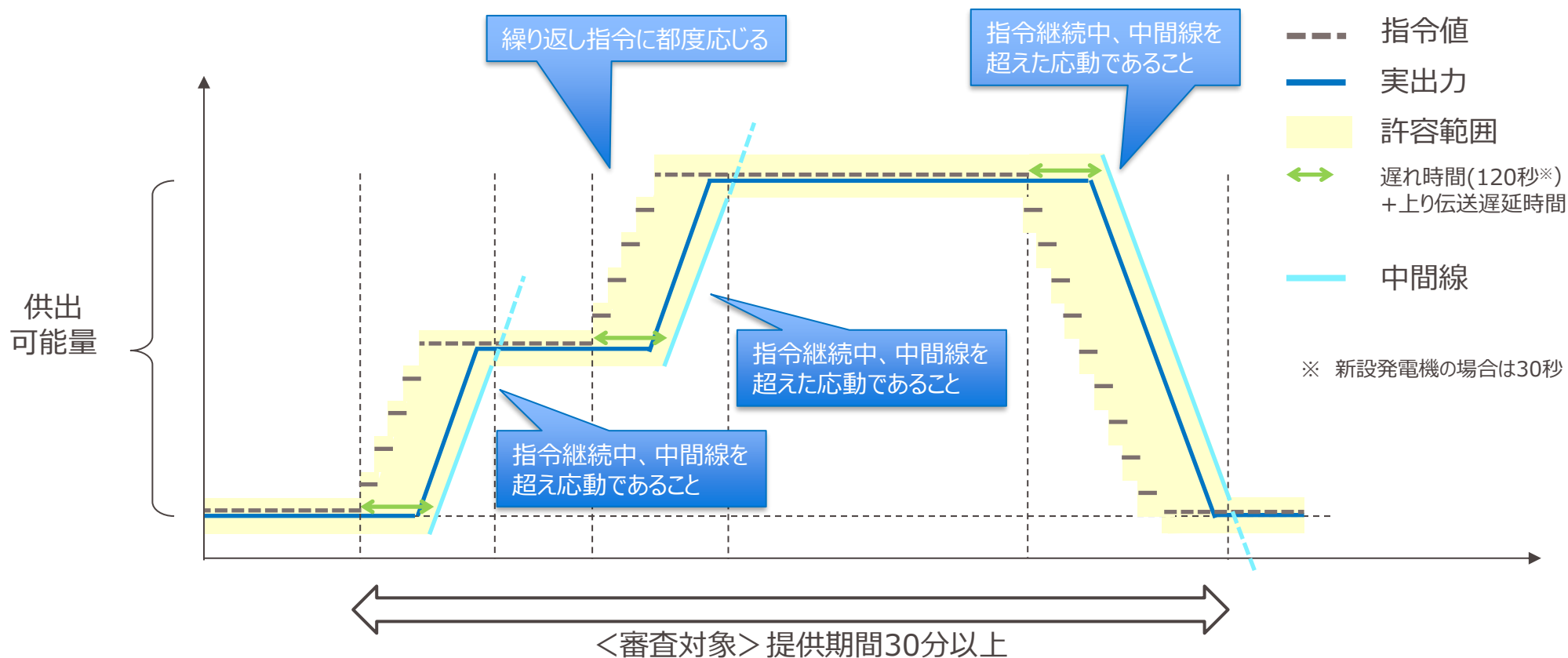


取引規程 第3章 第22条、第23条、第4章 第26条

⑥応動時間、⑦供出可能量、⑧継続時間、⑩遅れ時間の確認に用いる性能データ例
(単独発電機の実出力変化曲線)

- 下記単独発電機の実出力変化曲線にて、供出可能量のうち、一部の量が発動可能であること、第26条（取引対象の ΔkW ）で定める指令間隔ごとの指令に追従できることを確認します。
 - ✓ 本実績データにより、227スライドの(2-2)を確認可能です。

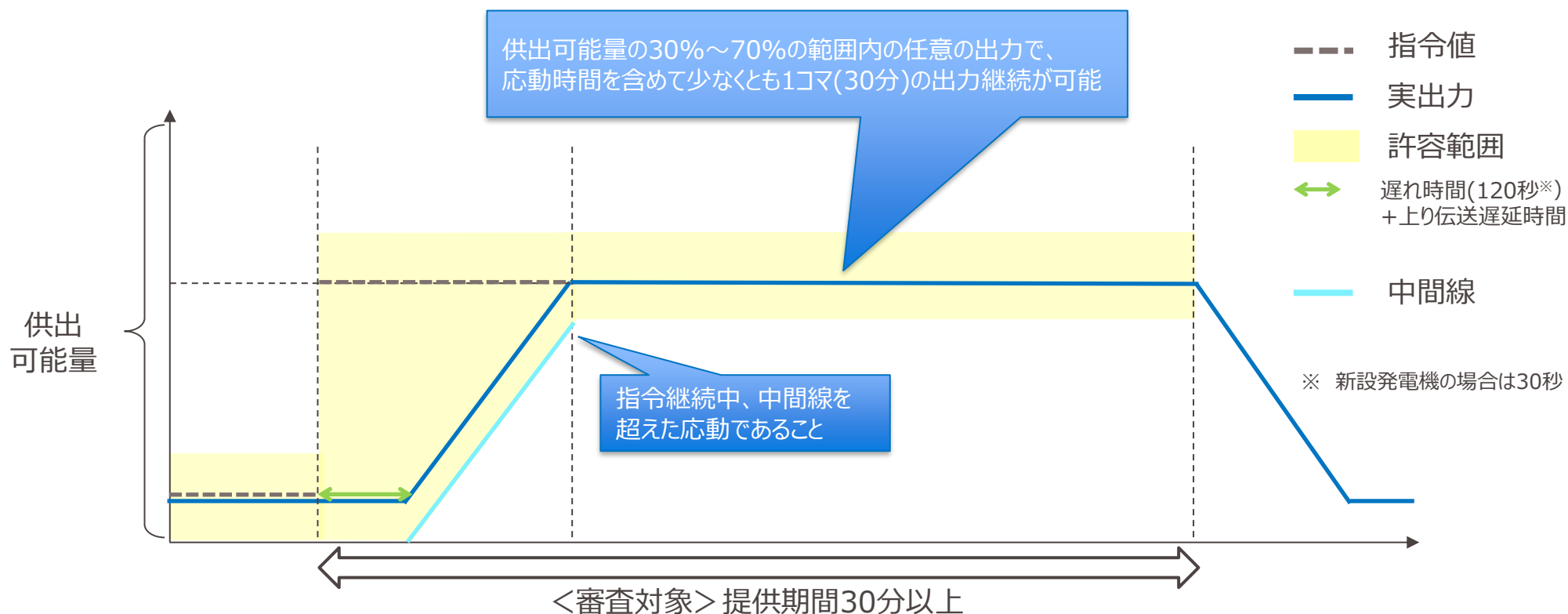
※ LFC信号は属地TSOにより異なることから当該試験方法の詳細は、属地TSOと協議をお願いします。



⑥応動時間、⑦供出可能量、⑧継続時間、⑩遅れ時間の確認に用いる性能データ例
(単独発電機の実出力変化曲線)

- 下記単独発電機の実出力変化曲線にて、供出可能量のうち、一部の量が発動可能であること、第26条（取引対象の ΔkW ）で定める指令間隔ごとの指令に追従できることを確認します。
 - ✓ 本実績データにより、227スライドの(2-4)を確認可能です。

※ LFC信号は属地TSOにより異なることから当該試験方法の詳細は、属地TSOと協議をお願いします。

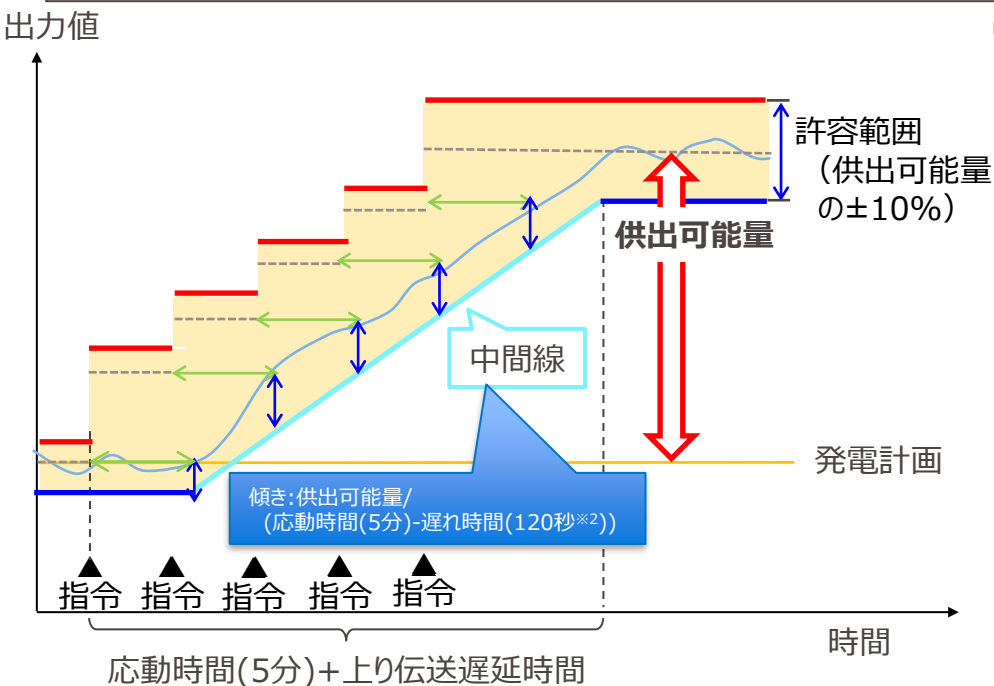


- 商品要件の応動時間に供出可能量または ΔkW 約定量^{※1}の供出が可能であることを確認するため、供出可能量または ΔkW 約定量^{※1}と遅れ時間から、中間線を設定させていただきます。
- この中間線を上回る応動であることを確認することで、LFC信号に対する追従性および応動時間の要件に適合することを判定します。

※1 事前審査においては供出可能量、アセスメントⅡにおいては ΔkW 約定量とします。

【事前審査における中間線の設定方法】

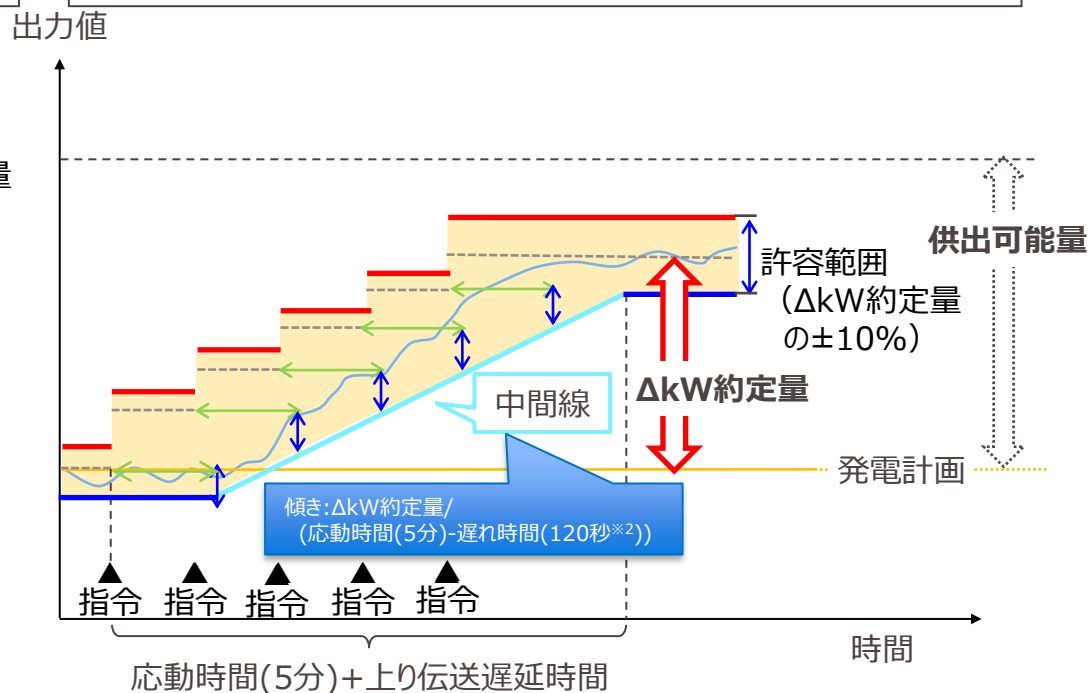
上限値 : ー 下限値 : ー 中間線 : ー 指令量 : ー
 許容範囲 : ー 実出力 : ー
 遅れ時間(120秒^{※2})+上り伝送遅延時間 : ⇔



※2 新設発電機の場合は30秒

【アセスメントⅡにおける中間線の設定方法】

上限値 : ー 下限値 : ー 中間線 : ー 指令量 : ー
 許容範囲 : ー 実出力 : ー
 遅れ時間(120秒^{※2})+上り伝送遅延時間 : ⇔



- 実働試験・アセスメントⅡの概要は下記のとおりです。

【具体的な方法（概要）】

項目	実施内容
評価対象	実出力(需要実績)と基準の差※1 [発電端値を送電端値に換算し確認]
評価間隔	各エリアの応動実績のデータ取得周期 (当面は各エリアによって異なる)
許容範囲	上限：指令値から落札された $\Delta kW^{※2}$ の10% 下限：応動時間内に ΔkW 約定量※2に到達する変化速度から落札された $\Delta kW^{※2}$ の-10%
評価方法	計測点を30分コマ単位で評価し、許容範囲への滞在率が90%以上となっていること

【各エリアにおける応動実績データの中給システム取得周期】

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
応動実績データ 中給取得周期	3秒	5秒	1秒	5秒	5秒	1秒	2秒	2秒	2.5秒

【計測時の基準の考え方】

発電機・蓄電池等	発電計画※1 ※3
DSR等	基準値※1

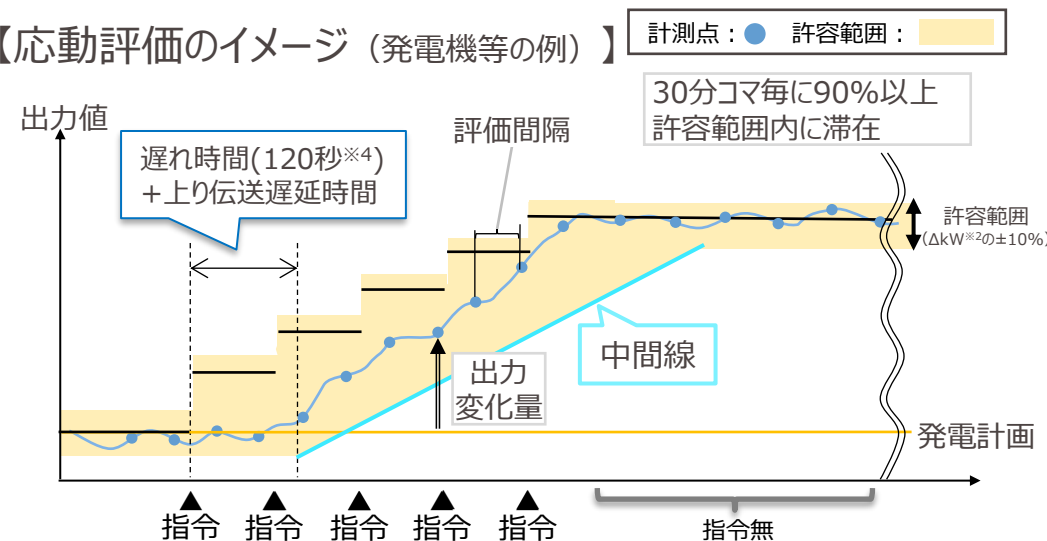
※1 評価間隔と同間隔で基準を作成

※2 アセスメントⅡでは ΔkW を採用するが、実働試験時は供出可能量へ読み替える

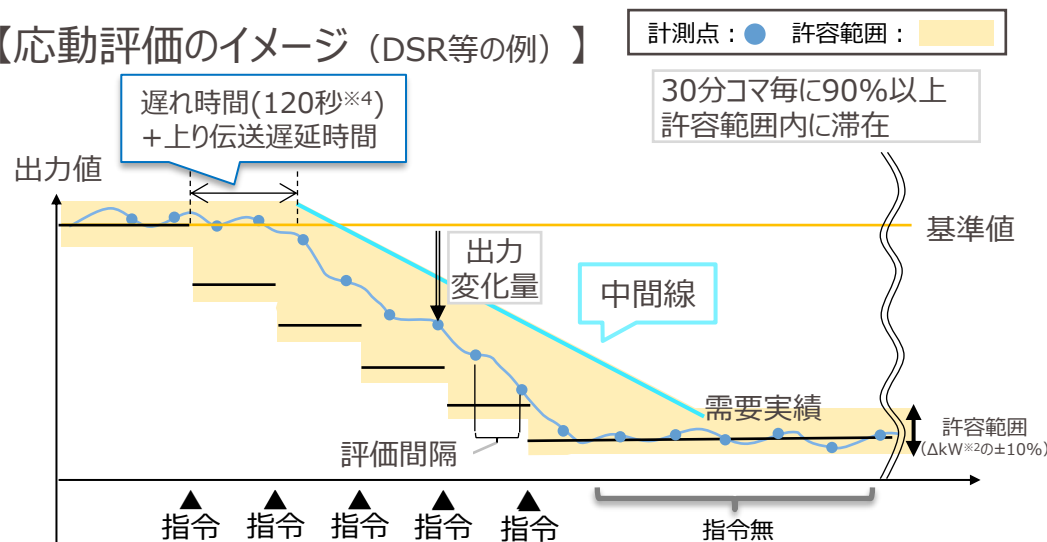
※3 実出力指令を行う場合、実出力値で送信した指令値と実出力実績を用いて実施する形とする。

※4 新設発電機の場合は30秒

【応動評価のイメージ（発電機等の例）】



【応動評価のイメージ（DSR等の例）】



- ネガポジ型リソースにおける実働試験・アセスメントⅡの概要は下記のとおりです。

【具体的な方法（概要）】

項目	実施内容
評価対象	実出力(需要実績)と基準の差※1 [発電端値を送電端値に換算し確認]
評価間隔	各エリアの応動実績のデータ取得周期 (当面は各エリアによって異なる)
許容範囲	上限：指令値から落札された ΔkW ※2の10% 下限：応動時間内に ΔkW 約定量※2に到達する変化速度から落札された ΔkW ※2の-10%
評価方法	計測点を30分コマ単位で評価し、許容範囲への滞在率が90%以上となっていること

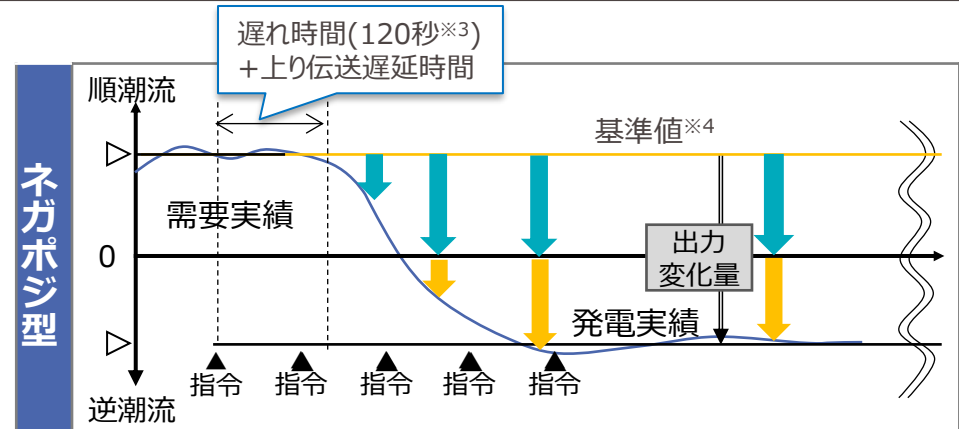
【各エリアにおける応動実績データの中給システム取得周期】

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
応動実績データ 中給取得周期	3秒	5秒	1秒	5秒	5秒	1秒	2秒	2秒	2.5秒

【計測時の基準の考え方】

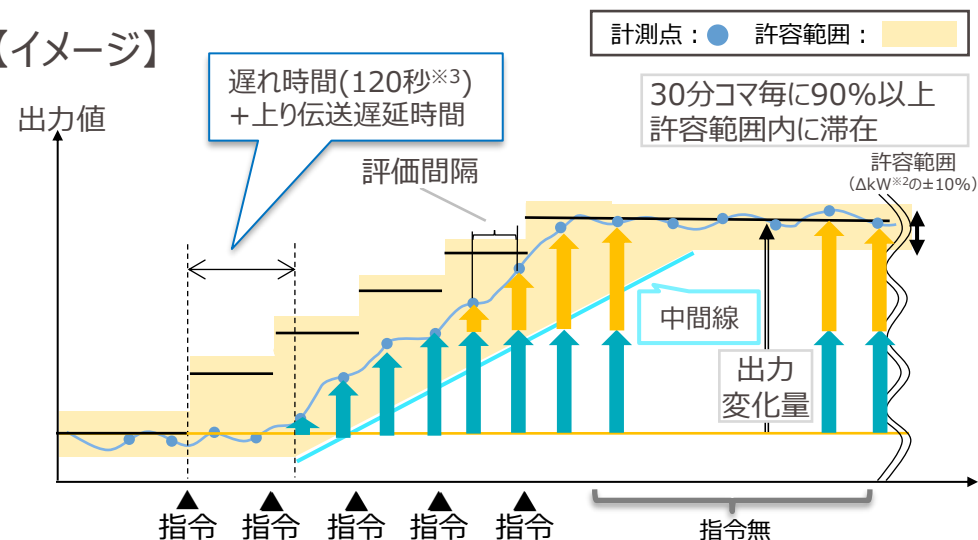
蓄電池等	基準値※1、発電計画※1

- ※1 評価間隔と同間隔で基準を作成
 ※2 アセスメントⅡでは ΔkW を採用するが、実働試験時は供出可能量へ読み替える
 ※3 新設発電機の場合は30秒



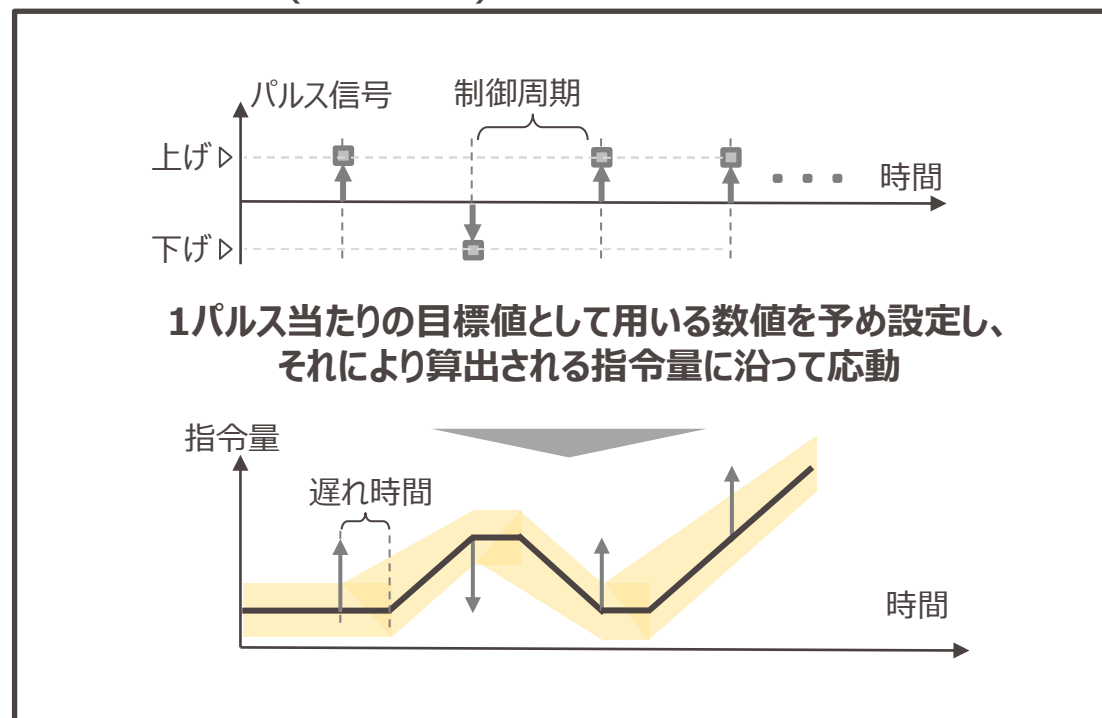
※4 ネガポジ型リソースについては、ネガ側は基準値を小売単位で提出し、ポジ側については発電BG単位で発電計画を提出する。

【イメージ】



- 出力増減指令(接点信号)により二次①の応動を求めるエリアにおいては、事前審査の段階で、発電事業者等と属地TSOの間で、1パルス当たりの目標値として用いる数値を取り決めます。
- なお、蓄電池等については、現状において系統連系技術要件が適用されておらず、また出力変化量を任意に設定可能であるため、系統連系技術要件で定めているLFC変化速度等も参考に1パルス当たりの目標値として用いる数値を取り決めます。

【出力増減指令(接点信号)への追従イメージ】



- 単独発電機の場合における実働試験の具体的な実施方法は下記のとおりとします。なお、GFまたはEDC機能を有する場合は、原則として当該機能をロックした状態で試験を行います。

1. 取引会員は、試験候補日時を選定して、メールにて属地TSOへ通知していただきます。
 - a. 試験候補日：任意の1日間
 - b. 試験時間：取引規程第29条（ Δ kWの入札単位）の中から入札を予定している30分コマを4つ選定していただきます。

※試験候補日時は、エリアの系統状況または需給状況により試験実施ができない場合、試験日時を協議させていただき、再度設定させていただきます。

2. 実働試験は、238スライドに記載の標準パターン化した実働試験を行います。
3. 取引会員は、実働試験開始60分前までに電力広域的運営推進機関（以下、「広域機関」といいます。）へ発電計画を提出します。
4. 属地TSOは、試験日において原則として別表2で定めるLFC制御周期ごとに指令を行います。ただし、指令がない場合は、対象の時刻の直前の時間に対する指令値に従った運転を継続していただきます。なお、上記応動を求めない場合は、詳細を取引会員と調整します。
5. 取引会員は、設定した試験可能日時の60分前までに属地TSOに、試験実施直前の60分＋試験時間（以下、「実働試験対象時間」といいます。）における属地周期発電計画電力、試験実施後に試験時間における属地TSOと調整した送信周期ごとの発電実績および応動実績を所定の様式18-1（二次調整力①【単独発電機】応動実績提出用フォーマット【事前審査（実働試験用）】）にて、属地TSOに提出していただきます。



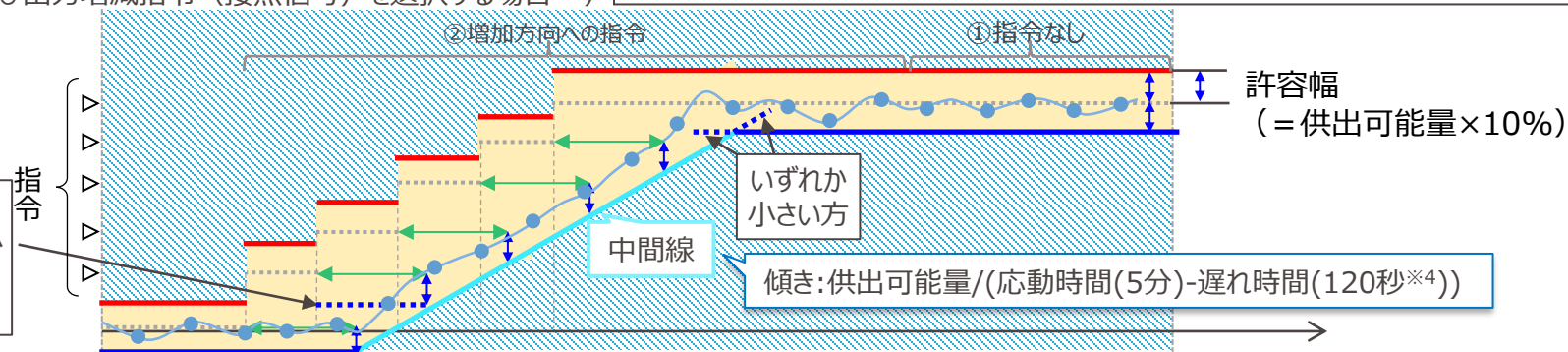
- 実働試験は試験a、b、c、dについて下記のとおり、標準パターン化した試験を実施します。
- なお、発電計画電力は、取引会員が実働試験開始60分前までに広域機関へ提出いただいた発電販売計画にもとづくものとし、属地周期発電計画電力は発電計画電力にもとづくものとします。
 - ✓ 試験a：指令量を供出可能量としたとき、または指令値を発電上限電力としたときの応動時間、継続時間および遅れ時間を確認する試験（取引規程第22条（確認項目）の(4)イ、(5)を確認）
 - ・ LFC制御を行った場合(手動の指令値等でLFCを模擬する場合を含む)、別表2に定めるLFC演算周期において算定される指令値に対して、需給調整市場システムへデータ登録されたLFC変化速度で算定される時刻までに到達し、供出可能量が30分以上継続（応動時間を含む）できることを確認します。
 - ✓ 試験b：指令量または指令値を繰り返し変化させたときの応動を確認する試験（取引規程第22条（確認項目）の(4)ロを確認）
 - ・ 発電計画電力または属地周期発電計画電力から供出可能量の30%～70%の範囲内の任意の出力で増加させる指令に追従していることを確認します。
 - ・ 供出可能量まで増加させる指令に追従していることを確認します。
 - ・ 供出可能量から発電計画電力または属地周期発電計画電力へ復帰することを確認します。
 - ✓ 試験c：指令量を供出可能量の一部としたとき、または指令値を発電上限電力の一部としたときの応動時間、継続時間および遅れ時間を確認する試験（取引規程第22条（確認項目）の(4)ハを確認）
 - ・ LFC制御を行った場合(手動の指令値等でLFCを模擬する場合を含む)、別表2に定めるLFC演算周期において算定される指令値に対して、需給調整市場システムへデータ登録されたLFC変化速度で算定される時刻までに到達し、供出可能量が30分以上継続（応動時間を含む）できることを確認します。
 - ✓ 試験d：指令量がゼロの場合の応動を確認する試験（取引規程第22条（確認項目）の(4)ニを確認）
 - ・ 発電計画、または属地周期発電計画電力計画にもとづいた応動をしていることを確認します。

- 実働試験の評価は、属地TSOにて以下の手順で行います。(1/2)
 1. 実働試験対象時間において、様式18-1（二次調整力④【単独発電機】応動実績提出用フォーマット【事前審査（実働試験用）】）にて提出された属地TSOと調整した送信周期ごとの単独発電機の属地周期発電計画電力、発電実績および応動実績を用いて評価します。
 2. 実働試験対象時間において、応動実績※¹が許容範囲内であることを属地TSOと調整した送信周期ごとに確認し、30分コマ単位における計測点のうち90%以上が許容範囲内である場合に要件に適合していると判断します。なお、適合している場合、238スライドの試験aにおいて確認された供出可能量を、入札量上限とします。
 3. 応動実績の許容範囲は以下のとおりとします。
- 許容範囲の算定式(出力変化量指令および出力増減指令（接点信号）を選択する場合※²)
 - ①指令量変更に伴い応動している時間を除く時間※³
 - 下限値：指令量－供出可能量×10%
 - 上限値：指令量＋供出可能量×10%
 - ②変更前指令量から増加する変更指令があった場合
 - a. 変更後指令が送信されてから遅れ時間および上り伝送遅延時間が経過するまで
 - 下限値：変更前指令量－供出可能量×10%
 - 上限値：変更後指令量＋供出可能量×10%
 - b. 変更後指令が送信されてから遅れ時間および上り伝送遅延時間の経過以降、応動時間および上り伝送遅延時間が経過するまで
 - 下限値：「変更前指令量＋供出可能量／（応動時間－遅れ時間）×（変更後指令からの経過時間－遅れ時間－上り伝送遅延時間）－供出可能量×10%」または「変更後指令量－供出可能量×10%」のいずれか小さい方
ただし、変更後指令が送信されてから応動時間および上り伝送遅延時間が経過するまでに次の指令があった場合、上記算定式の「変更後指令量－供出可能量×10%」の許容範囲は変更後指令が送信されてから遅れ時間および上り伝送遅延時間の経過以降、次の変更指令が送信されてから遅れ時間および上り伝送遅延時間が経過するまでとします。
 - 上限値：変更後指令量＋供出可能量×10%

【許容範囲のイメージ】

(出力変化量指令および出力増減指令 (接点信号) を選択する場合※2)

上限値:  下限値:  指令量:  計測点:  許容範囲:  許容幅: 
 中間線:  遅れ時間(120秒※4)+上り伝送遅延時間: 



※1 応動実績とは、取引規程（需給調整市場）第13条（リソース等が満たすべき要件）(2)ハ(ホ)cで定める瞬時供出電力を指す。

※2 出力調整指令（数値指令）の場合は指令量を指令値に読み替える。

※3 「指令値変更に伴い応動している時間」として扱う対象は、属地TSOが指令を送信してから5分間とする。

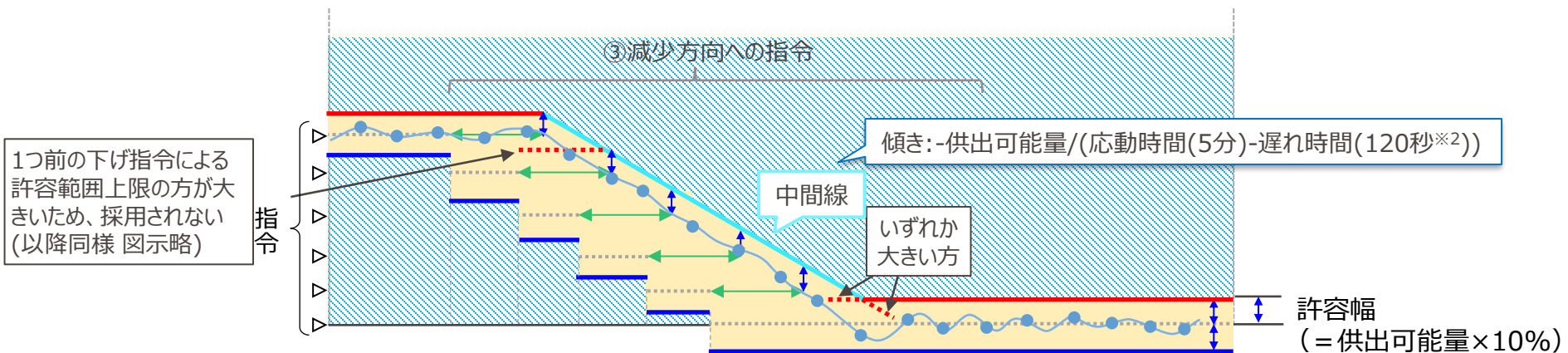
※4 新設発電機の場合は30秒

- 実働試験の評価は、属地TSOにて以下の手順で行います。(2/ 2)
 - 許容範囲の算定式(出力変化量指令および出力増減指令（接点信号）を選択する場合※1)
 - ③変更前指令量から減少する変更指令があった場合
 - a. 変更後指令が送信されてから遅れ時間および上り伝送遅延時間が経過するまで
 - 下限値：変更後指令量－供出可能量×10%
 - 上限値：変更前指令量＋供出可能量×10%
 - b. 変更後指令が送信されてから遅れ時間および上り伝送遅延時間の経過以降、応動時間および上り伝送遅延時間が経過するまで
 - 下限値：「変更後指令量－供出可能量×10%」
 - 上限値：「変更前指令量－供出可能量／（応動時間－遅れ時間）×（変更後指令からの経過時間－遅れ時間－上り伝送遅延時間）＋供出可能量×10%」または「変更後指令量＋供出可能量×10%」のいずれか大きい方
- ただし、変更後指令が送信されてから応動時間および上り伝送遅延時間が経過するまでに次の指令があった場合、上記算定式の「変更後指令量＋供出可能量×10%」の許容範囲は変更後指令が送信されてから遅れ時間および上り伝送遅延時間の経過以降、次の変更指令が送信されてから遅れ時間および上り伝送遅延時間が経過するまでとします。

上限値: 下限値: 指令量: 計測点: 許容範囲: 許容幅:
 中間線: 遅れ時間(120秒※2)+上り伝送遅延時間:

【許容範囲のイメージ】

(出力変化量指令および出力増減指令（接点信号）を選択する場合※1)



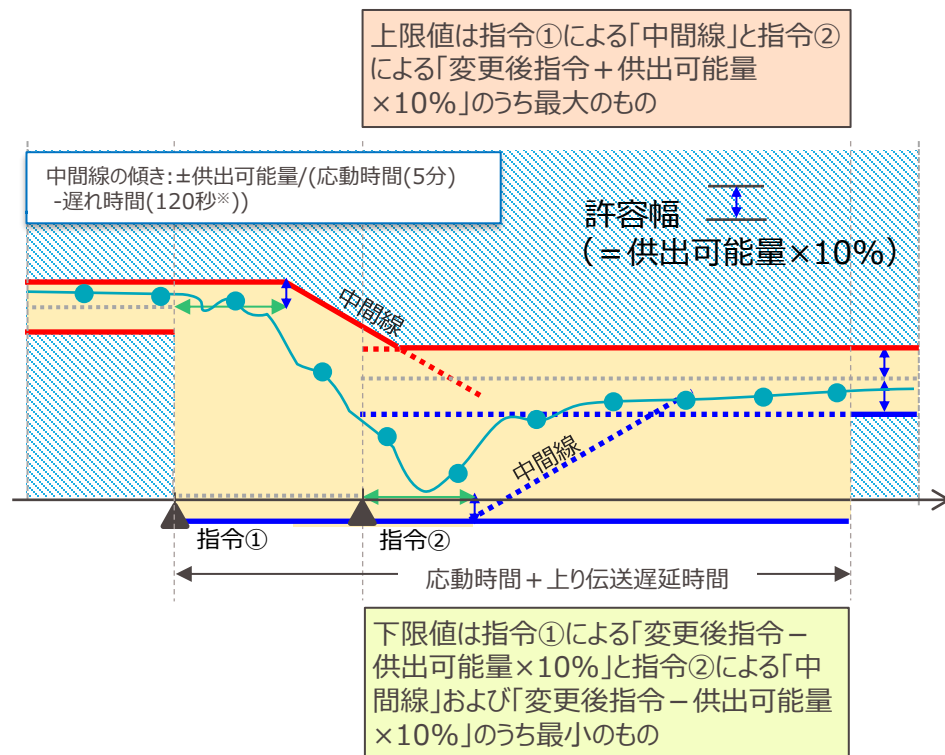
※1 出力調整指令（数値指令）の場合は指令量を指令値に読み替える。

※2 新設発電機の場合は30秒

指令への応動中に指令量が増加とした場合の事前審査については、各指令値による許容範囲を応動時間まで設定し、上限値は最大、下限値は最小をそれぞれ採用することから、以下となります。

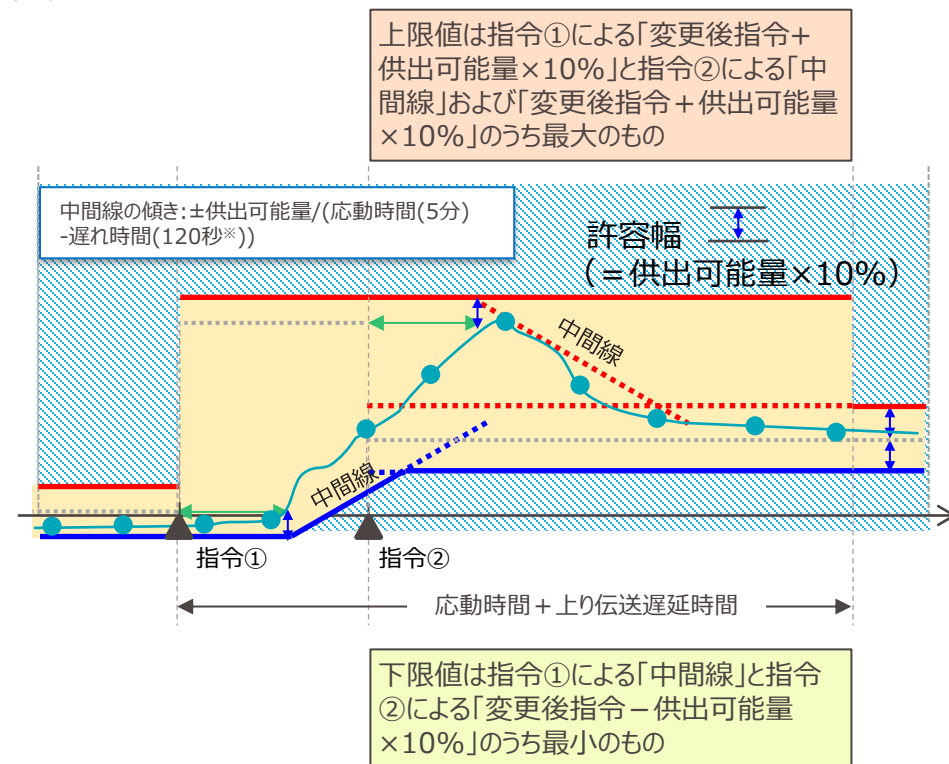
[ケース1]

減少方向への指令中に変更前指令量から増加する
変更指令があった場合



[ケース2]

増加方向への指令中に変更前指令量から減少する
変更指令があった場合



上限値: 赤線 下限値: 青線 指令量: 点線
計測点: 青丸 許容範囲: 黄色背景 許容幅: 青二重矢印
遅れ時間(120秒*) + 上り伝送遅延時間: 緑二重矢印

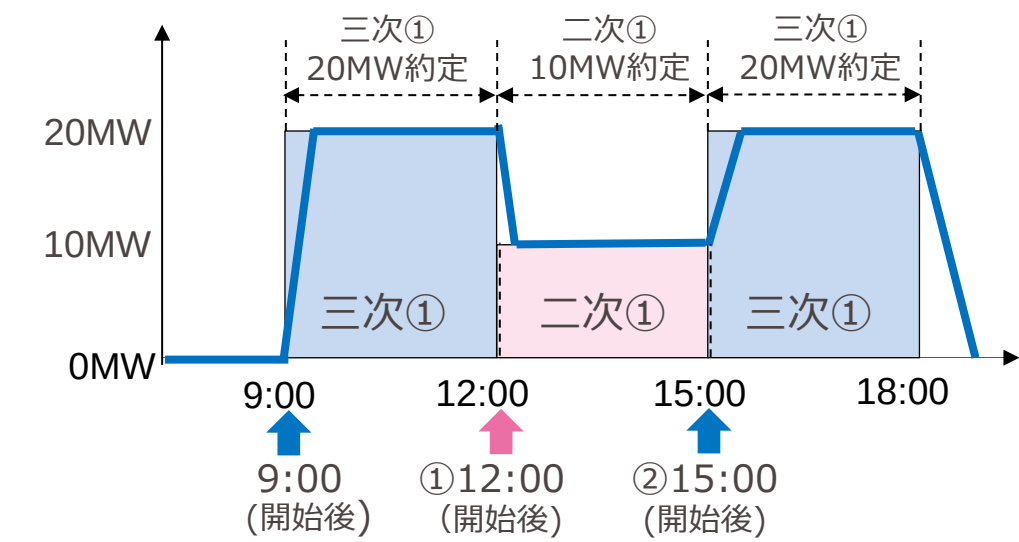
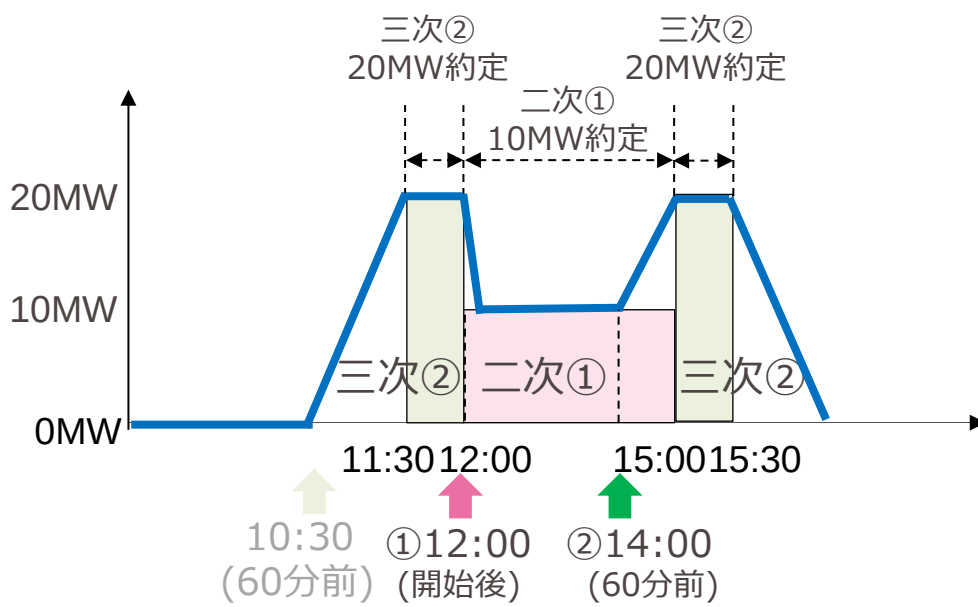
※ 新設発電機の場合は30秒



- 二次調整力①と三次調整力②で連続して約定し、商品区分を跨ぐ場合、二次調整力①は約定ブロックの開始時刻に、三次調整力②は約定ブロック開始時刻の60分前までに、それぞれを指令します。
- 二次調整力①と三次調整力①で連続して約定し、商品区分を跨ぐ場合、二次調整力①は約定ブロックの開始時刻に、三次調整力①も約定ブロック開始時刻に、それぞれを指令します。

【指令方法の例】※二次調整力①は出力調整指令（数値指令）の例

□ 二次①約定範囲 □ 三次①約定範囲 □ 三次②約定範囲 — 応動実績



指令 10:30
11:30-12:00 20MW

指令① 12:00
12:00-15:00 10MW

指令② 14:00
15:00-15:30 20MW

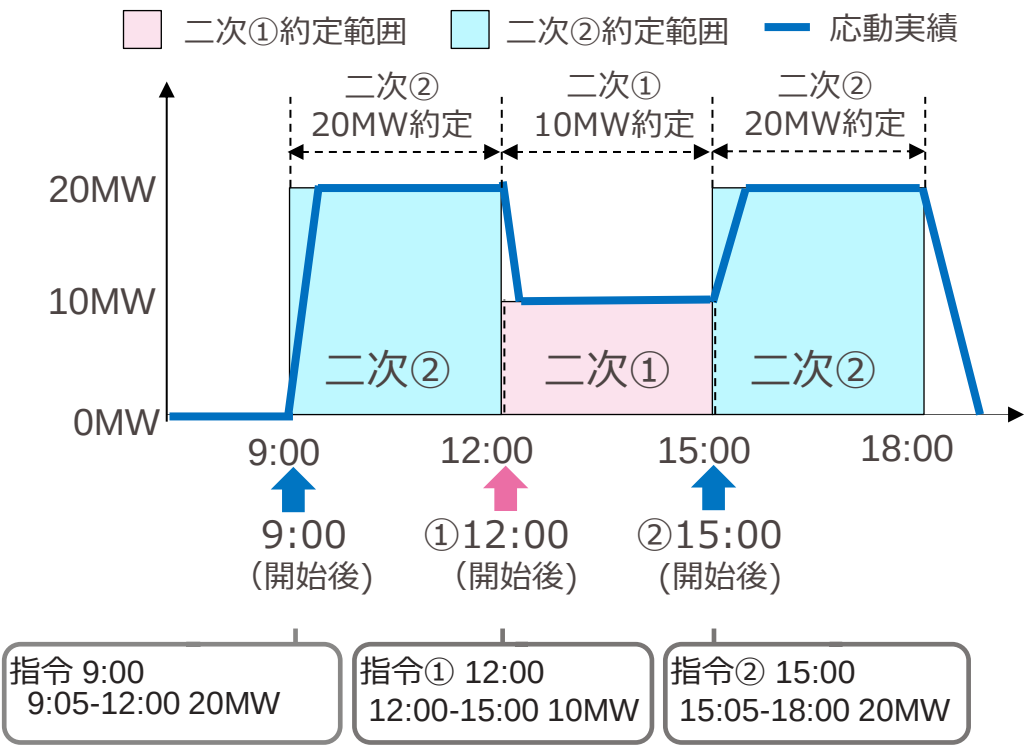
指令 9:00
9:15-12:00 20MW

指令① 12:00
12:00-15:00 10MW

指令② 15:00
15:15-18:00 20MW

- 二次調整力①と二次調整力②で連続して約定し、商品区分を跨ぐ場合、二次調整力①は約定ブロックの開始時刻に、二次調整力②も約定ブロック開始時刻に、それぞれを指令します。

【指令方法の例】※二次調整力①は出力調整指令（数値指令）の例



- 各リスト・パターンを用いる場合の実働試験は、各リスト・パターンごと、商品区分ごとに試験を行います。事前予測型を選択している場合の具体的な実施方法は以下のとおりとします。（発電リソースのみの場合も同様）
 1. 取引会員は、試験候補日時を選定して、メールにて属地TSOへ通知していただきます。
 - a. 試験候補日：任意の1日間
 - b. 試験時間：取引規程第29条（ ΔkW の入札単位）の中から入札を予定している30分コマを4つ選定していただきます。
※試験候補日時は、エリアの系統状況または需給状況により試験実施が不可と判断される場合は、試験日時を協議させていただきます、再度設定させていただきます。
 2. 実働試験は、246、247スライドに記載の標準パターン化した実働試験を行います。
 3. 取引会員は、事前予測型を選択している場合、設定した試験可能日時の60分前までに属地TSOに実働試験対象時間（試験実施直前の60分＋試験時間（30分））の属地周期基準値電力（事前予測型）、機器点属地周期基準値電力（事前予測型）を、所定の様式18-2、18-3、18-4（二次調整力①【各リスト・パターン】応動実績提出用フォーマット【事前審査（実働試験用）】）を用いて提出※1,※2していただきます。
 4. 属地TSOは、原則として別表2で定めるLFC制御周期ごとに指令を行います。ただし、指令がない場合は、対象の時刻の直前の時間に対する指令値に従った運転を継続していただきます。なお、上記応動を求めない場合は、詳細を取引会員と調整します。
 5. 取引会員は、事前予測型を選択している場合、試験実施後、実働試験対象時間における、試験対象の各リスト・パターンの属地周期基準値電力（事前予測型）、機器点属地周期基準値電力（事前予測型）、属地TSOと調整した送信周期ごとの実績データ、また試験時間における、属地TSOと調整した送信周期ごとの応動実績を所定の様式18-2、18-3、18-4（二次調整力①【各リスト・パターン】応動実績提出用フォーマット【事前審査（実働試験用）】）にて、属地TSOに提出※1,※2していただきます。

※1 各様式にて、リソース単位での属地周期基準値電力（事前予測型）、機器点属地周期基準値電力（事前予測型）、実績データおよび応動実績（リソース単位に配分した指令値を含みます）を提出※2する場合は、各リスト・パターンごとの試験を省略することができます。

※2 発電リソースが含まれる場合は、実働試験対象時間における属地周期発電計画電力も提出していただきます。



- 各リスト・パターンを用いる場合の実働試験は、各リスト・パターンごと、商品区分ごとに試験を行います。需要家リスト・パターンまたはネガポジリスト・パターンで直前計測型を選択している場合の具体的な実施方法は以下のとおりです。
 1. 取引会員は、試験候補日時を選定して、メールにて属地TSOへ通知していただきます。
 - a. 試験候補日：任意の1日間
 - b. 試験時間：取引規程第29条（ ΔkW の入札単位）の中から入札を予定している30分コマを4つ選定していただきます。
※取引会員が同一の試験候補日において複数の時間帯で試験を希望する場合は、その限りではありません。
※試験候補日時は、エリアの系統状況または需給状況により試験実施が不可と判断される場合は、試験日時を協議させていただき、再度設定させていただきます。
 2. 実働試験は、246、247スライドに記載の標準パターン化した実働試験を行います。
 3. 取引会員は、直前計測型を選択している場合、属地TSOと調整した送信周期ごとの需要実績を、当該時間の終了時刻から1秒から5秒程度以内に専用線オンラインを通じて送信していただきます。
 4. 属地TSOは、原則として別表2で定めるLFC制御周期ごとに指令を行います。ただし、指令がない場合は、対象の時刻の直前の時間に対する指令値に従った運転を継続していただきます。なお、上記応動を求めない場合は、詳細を取引会員と調整します。
 5. 取引会員は、直前計測型を選択している場合、試験実施後、試験開始時刻5分前から、試験開始時刻までの属地TSOと調整した送信周期ごとの実績データおよび試験時間における属地周期基準値電力（直前計測型）と、属地TSOと調整した送信周期ごとの需要実績および応動実績を所定の様式18-3（二次調整力①【需要家リスト・パターン】応動実績提出用フォーマット【事前審査（実働試験用）】）、18-4（二次調整力①【ネガポジリスト・パターン】応動実績提出用フォーマット【事前審査（実働試験用）】）にて、属地TSOに提出※1、※2していただきます。

※1 各様式にて、リソース単位での属地周期基準値電力（直前計測型）、実績データおよび応動実績（リソース単位に配分した指令値を含みます）を提出※2する場合は、各リスト・パターンごとの試験を省略することができます。

※2 発電リソースが含まれる場合は、実働試験対象時間における属地周期発電計画電力、機器点属地周期発電計画電力も提出していただきます。



- 実働試験は試験a、b、c、dについて下記のとおり、標準パターン化した試験を実施します。
- なお、事前予測型を設定している場合属地周期基準値電力は取引会員が実働試験開始60分前までに属地TSOへ提出いただいた様式18-2、18-3、18-4（二次調整力④【各リスト・パターン】応動実績提出用フォーマット【事前審査（実働試験用）】）の属地周期発電計画電力、機器点属地周期発電計画電力、属地周期基準値電力（事前予測型）または機器点属地周期基準値電力（事前予測型）の値を使用します。なお、直前計測型を選択している場合、属地TSOと調整した送信周期ごとの需要実績を、当該時間の終了時刻から1秒から5秒程度以内に専用線オンラインを通じて属地TSOに送信いただきます。
 - ✓ 試験a：指令量を供出可能量としたときの応動時間、継続時間および遅れ時間を確認する試験
（取引規程第22条（確認項目）の(4)イ、(5)を確認）
 - 取引会員が属地TSOへ提出いただいた実働試験対象時間における属地周期発電計画電力、機器点属地周期発電計画電力、属地周期基準値電力（事前予測型）、機器点属地周期基準値電力（事前予測型）または属地周期基準値電力（直前計測型）から供出可能量まで5分以内に応動させ、供出可能量が30分以上継続（応動時間を含む）できることを確認します。
 - ✓ 試験b：指令量を繰り返し変化させたときの応動を確認する試験
（取引規程第22条（確認項目）の(4)ロを確認）
 - 実働試験対象時間における、属地周期発電計画電力、機器点属地周期発電計画電力、属地周期基準値電力（事前予測型）、機器点属地周期基準値電力（事前予測型）または属地周期基準値電力（直前計測型）から供出可能量の約30～70%の範囲内の任意の量で応動をさせる指令に追従していることを確認します。
 - 供出可能量まで応動させる指令に追従していることを確認します。
 - 供出可能量から属地周期発電計画電力、機器点属地周期発電計画電力、属地周期基準値電力（事前予測型）、機器点属地周期基準値電力（事前予測型）または、属地周期基準値電力（直前計測型）へ復帰することを確認します。
 - ✓ 試験c：指令量を供出可能量の一部としたときの応動時間、継続時間および遅れ時間を確認する試験
（取引規程第22条（確認項目）の(4)ハを確認）
 - 取引会員が属地TSOへ提出いただいた実働試験対象時間における属地周期発電計画電力、属地周期基準値電力（事前予測型）または属地周期基準値電力（直前計測型）から供出可能量まで5分以内に応動させ、供出可能量が30分以上継続（応動時間を含む）できることを確認します。

✓ 試験d：指令量がゼロの場合の応動を確認する試験

（取引規程第22条（確認項目）の(4)二を確認）

- ・ 属地周期発電計画電力計画、機器点属地周期発電計画電力、属地周期基準値電力（事前予測型）、機器点属地周期基準値電力（事前予測型）または属地周期基準値電力（直前計測型）にもとづいた応動をしていることを確認します。



- 実働試験の評価は、属地TSOにて下記の手順で行います。(1/2)
 1. 実働試験対象時間において、所定の様式18-2、18-3、18-4（二次調整力①【各リスト・パターン】応動実績提出用フォーマット【事前審査（実働試験用）】）にて提出された属地TSOと調整した送信周期ごとの属地周期基準値電力（事前予測型）、機器点属地周期基準値電力（事前予測型）または属地周期基準値電力（直前計測型）、実績データおよび応動実績を用いて評価を行います。
 2. 実働試験対象時間において、応動実績※が許容範囲内であることを属地TSOと調整した送信周期ごとに確認します。評価は30分コマ単位に行い、計測点のうち90%以上が許容範囲内である場合に要件に適合していると判断します。なお、適合している場合、246スライドの試験aにおいて確認された供出可能量を入札量上限とします。
 3. 応動実績の許容範囲は以下のとおりとします。
 - ①指令量変更に伴い応動している時間を除く時間
 - 下限値：指令量－供出可能量×10%
 - 上限値：指令量＋供出可能量×10%
 - ②変更前指令量から増加する変更指令があった場合
 - a. 変更後指令が送信されてから遅れ時間および上り伝送遅延時間が経過するまで
 - 下限値：変更前指令量－供出可能量×10%
 - 上限値：変更後指令量＋供出可能量×10%
 - b. 変更後指令が送信されてから遅れ時間および上り伝送遅延時間の経過以降、応動時間および上り伝送遅延時間経過するまで
 - 下限値：「変更前指令量＋供出可能量／（応動時間－遅れ時間）×（変更後指令からの経過時間－遅れ時間－上り伝送遅延時間）－供出可能量×10%」または「変更後指令量－供出可能量×10%」のいずれか小さい方
ただし、変更後指令が送信されてから応動時間および上り伝送遅延時間が経過するまでに次の指令があった場合、上記算定式の「変更後指令量－供出可能量×10%」の許容範囲は変更後指令が送信されてから遅れ時間および上り伝送遅延時間の経過以降、次の変更指令が送信されてから遅れ時間および上り伝送遅延時間が経過するまでとします。
 - 上限値：変更後指令量＋供出可能量×10%

※応動実績とは、取引規程（需給調整市場）第13条（リソース等が満たすべき要件）(2)ハ(ホ)cで定める瞬時供出電力を指す。



- 実働試験の評価は、属地TSOにて下記の手順で行います。(2/2)

③変更前指令量から減少する変更指令があった場合

- a. 変更後指令が送信されてから遅れ時間および上り伝送遅延時間が経過するまで

下限値：変更後指令量－供出可能量×10%

上限値：変更前指令量＋供出可能量×10%

- b. 変更後指令が送信されてから遅れ時間および上り伝送遅延時間の経過以降、応動時間および上り伝送遅延時間経過するまで

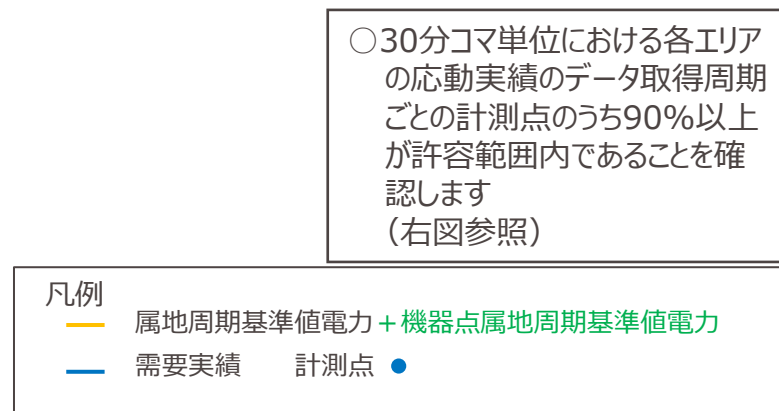
下限値：「変更後指令量－供出可能量×10%」

上限値：「変更前指令量－供出可能量／（応動時間－遅れ時間）×（変更後指令からの経過時間－遅れ時間－上り伝送遅延時間）＋供出可能量×10%」または「変更後指令量＋供出可能量×10%」のいずれか大きい方

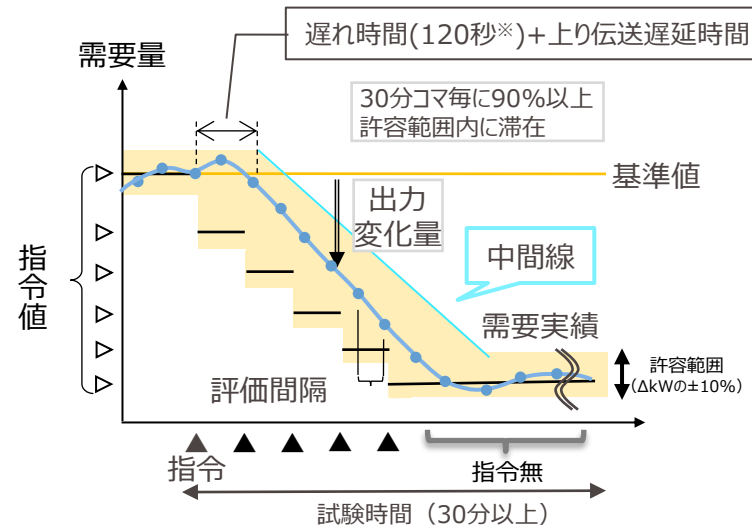
ただし、変更後指令が送信されてから応動時間および上り伝送遅延時間が経過するまでに次の指令があった場合、上記算定式の「変更後指令量＋供出可能量×10%」の許容範囲は変更後指令が送信されてから遅れ時間および上り伝送遅延時間の経過以降、次の変更指令が送信されてから遅れ時間および上り伝送遅延時間が経過するまでとします。

例：変更前指令量から増加する変更指令があった場合

【出力変化量のイメージ（DSR等の例）】



※ 新設発電機の場合は30秒



別冊（一次調整力） 事前審査

- 性能確認の項目、確認事項および提出に求める性能データは下記のとおりです。
- 取引規程第19条（各リスト・パターン等の登録）第3項に該当し、かつ、派生パターンへの変更を希望する場合は、下記の第26条に定める要件に適合しているものとみなします。

第26条に定める要件（一次調整力）		確認項目	性能データ等に関わる提出資料
①指令・制御	自端制御	第26条に規定する自端制御による調整が可能であること	周波数偏差に応じて自端制御による調整が可能であることが確認できるもの。ただし、電源Ⅱ周波数調整力契約または余力活用に関する契約を締結し一次調整力相当の機能を有する場合はその契約書の写しをもってこれに代えることができる。
②制御間隔	自端制御		
③監視の通信方法	専用線：オンライン オフライン：事後	第26条に規定する監視間隔でデータ収集・提出が可能であること	取引会員が収集する発電実績の監視間隔が確認できるものおよび発電実績として収集保存されたデータ。ただし、電源Ⅱ周波数調整力契約または余力活用に関する契約を締結し一次調整力相当の機能を有する場合はその契約書の写しをもってこれに代えることができる。
④監視間隔	専用線：1秒～数秒程度 オフライン：1秒		
⑤通信回線	専用線 (監視がオフラインの場合は不要)	専用線オンラインで接続する場合、第13条に規定するセキュリティ要件を遵守していること	専用線オンラインで接続する場合、「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠していることが確認できるもの。ただし、電源Ⅱ周波数調整力契約または余力活用に関する契約を締結し一次調整力相当の機能を有する場合はその契約書の写しをもってこれに代えることができる。

第26条に定める要件（一次調整力）

確認項目

性能データ等に関わる提出資料

⑥応動時間

基準周波数から1.0Hzの周波数低下が継続したときに10秒以内に供出可能量まで到達※1

第26条（取引対象のΔkW）に規定する応動時間以内に供出可能量まで到達できること。なお、発電リソースにおいて、定格出力を超えて応動可能な場合、定格出力を超えて応動可能となる範囲をGF幅（定格出力外）として確認する。

提供期間中は調定率にもとづいて繰り返し応動可能なこと。

以下の(1)または(2)

(1)単独発電機においては、定格出力、最低出力、出力変化速度、GF幅が確認できるもの。なお、発電リソースにおいて、定格出力を超えて応動可能な場合、GF幅（定格出力外）が確認できるもの。ただし、電源Ⅱ周波数調整力契約または余力活用に関する契約を締結し一次調整力相当の機能を有する場合はその契約書の写しをもってこれに代えることができる。

(2)以下の(2-1)または(2-2)の稼働実績データ

(2-1)専用線オンラインで接続する場合

単独発電機の場合は出力変化曲線、各リスト・パターンの場合は実証事業等の実績データ（データ取得日、時間、出力が記載されたもの）であって、登録した供出可能量まで10秒以内で応動していることが確認できる稼働データ。

(2-2)監視方法がオフラインの場合

実証事業等の実績データ（データ取得日、時間、出力が記載されたもの）であって、登録した供出可能量まで30秒※2以内で応動していることが確認できる稼働データ。

なお、(1)または(2)における最低出力が、取引規程（需給調整市場）第18条（調整電力量料金に適用する単価の登録）第8項の最低出力として用いることが不適当な場合、代替する値を証明できる資料

⑦供出可能量（入札量上限）

GF機能により、基準周波数から0.6Hzの周波数低下継続時に供出が可能な出力変化量または基準周波数から1.0Hzの周波数低下で10秒以内に供出が可能な出力変化量の小さい方の値※2

周波数偏差を検知していない場合に以下のとおり応動すること。

(1)専用線オンラインで接続する場合

周波数偏差を検知していない場合は、発電計画、属地周期発電計画電力計画、機器点属地周期発電計画電力、属地周期基準値電力計画（事前予測型）、機器点属地周期基準値電力（事前予測型）、属地周期基準値電力計画（直前計測型）、属地周期基準値電力計画（逐次計測型）にもとづいた応動をしていること。

(2)監視方法がオフラインの場合

周波数偏差を検知していない場合は、発電計画、1秒発電計画電力計画、1秒基準値電力計画（事前予測型）、1秒基準値電力計画（直前計測型）、1秒基準値電力計画（逐次計測型）にもとづいた応動をしていること。なお、第23条（性能データに関わる提出資料）にもとづいて確認を行う場合は、発電計画電力、合計発電計画電力またはベースラインにもとづいた応動をしていること。

※1 監視方法がオフラインの場合、基準周波数から0.2Hz（北海道電力ネットワーク株式会社の属地エリアにおいては0.3Hz）の周波数低下が継続した時に30秒以内に供出可能量まで到達

※2 監視方法がオフラインのリソースの場合は、GF機能により基準周波数から0.2Hz（北海道電力ネットワーク株式会社の属地エリアにおいては0.3Hz）の周波数低下で30秒以内に出力変化可能な最大の出力変化量



第26条に定める要件（一次調整力）		確認項目	性能データ等に関わる提出資料
⑧継続時間	5分以上 （ただし、監視方法がオフラインのリソースを除く）	第26条（取引対象の $\Delta k W$ ）に規定する継続時間以上、供出可能量の出力を継続的に発動可能であること。	以下の(1)または(2) (1)単独発電機においては、定格出力の継続時間が確認できるもの。ただし、電源Ⅱ周波数調整力契約または余力活用に関する契約を締結し一次調整力相当の機能を有する場合はその契約書の写しをもってこれに代えることができる。その他、市場運営者が他の資料に拠ることを認めた場合は、当該提出資料をもってこれに代えることができる。 (2)単独発電機の場合は出力変化曲線、各リスト・パターンの場合（ただし、監視方法がオフラインの場合を除く）は実証事業等の実績データ（データ取得日、時間、出力が記載されたもの）であって、以下の(2-1)または(2-2)の内容が確認できる稼働データ。その他、市場運営者が他の稼働データに拠ることを認めた場合は、当該稼働データをもってこれに代えることができる。ただし、出力変化曲線や実績データはサンプリング周期を1秒以内として、30分コマ単位の内すべての計測点が第24条（実働試験の実施方法）第1項(1)ロ(ロ) bに定める許容範囲内で応動していることが確認できるもの。 (2-1)単独発電機の場合は、定格出力以上で5分以上の運転を継続していること。その他、市場運営者が他の内容に拠ることを認めた場合は、当該内容をもってこれに代えることができる。 (2-2)各リスト・パターンの場合は、登録された供出可能量で5分以上の応動を継続していること。

第26条に定める要件（一次調整力）

確認項目

性能データ等に関わる提出資料

⑨各リスト・パターンまたはマスタパターン

-

- (1)需要家リスト・パターンおよびネガポジリスト・パターン
取引会員間の需要リソースに重複がないことおよび需要リソースが複数の小売電気事業者または特定卸供給事業者に所属していないこと。
ただし、専用線オンラインで接続する場合は供出電力（属地周期）が、監視方法がオフラインの場合は供出電力（1秒）が明確に区別・区分可能なことを属地TSOが認めた場合は、この限りではない。
また、需要リソースが需要抑制量調整供給契約を締結している場合、当該需要リソースが所属する需要抑制バランシンググループに、当該各リスト・パターンに属さない需要者を含まないこと。
なお、異なる系統コードに属する各リスト・パターンの間で需要リソースに重複がないこと。
また、監視方法がオフラインで自家発電が含まれるときはすべての自家発電において取引規程（需給調整市場）第13条（リソース等が満たすべき要件）(2)イ(ヌ)に規定する電源種別および燃料・発電方式等に該当すること。
- (2)発電機リスト・パターンおよびネガポジリスト・パターン
取引会員間の発電リソースに重複がないこと。
また、異なる系統コードに属する発電機リスト・パターンおよびネガポジリスト・パターンの間で発電リソースに重複がないこと。

リスト・パターン申請情報
なお、需要家リスト・パターンまたはネガポジリスト・パターン（需要リソースを用いる場合に限る）を用いてオフライン枠へ参入を希望し、自家発電が含まれる場合、すべての自家発電における電源種別および燃料・発電方式等が取引規程（需給調整市場）第13条（リソース等が満たすべき要件）(2)イ(ヌ)に該当することが確認できるもの。



第26条に定める要件（一次調整力）		確認項目	性能データ等に関わる提出資料
⑩遅れ時間※1	2秒以内	第13条（リソース等が満たすべき要件）(2)イ(フ)a(b)に規定する時間以内に応動開始すること。	第13条（リソース等が満たすべき要件）(2)イ(フ)a(b)に規定する時間以内に応動開始することを確認できるもの。
⑪周波数計測※2 （計測間隔）	0.1秒以下	第13条（リソース等が満たすべき要件）(2)イ(フ)bに規定する間隔で周波数計測データの収集が可能であること。	第13条（リソース等が満たすべき要件）(2)イ(フ)bに規定する間隔で周波数計測データの収集が可能であることを確認できるもの。
⑫周波数計測※2 （計測誤差）	±0.02Hz以内	第13条（リソース等が満たすべき要件）(2)イ(フ)cに規定する計測誤差以内で周波数計測データの収集が可能であること。	第13条（リソース等が満たすべき要件）(2)イ(フ)cに規定する計測誤差以内で周波数計測データの収集が可能であることを確認できるもの。
⑬不感帯	基準周波数50Hz： ±0.01Hz以内 基準周波数60Hz： ±0.012Hz以内	第13条（リソース等が満たすべき要件）(2)イ(フ)dに規定する範囲外の周波数偏差を検知した場合には、応動すること。	不感帯がある場合は、第13条（リソース等が満たすべき要件）(2)イ(フ)dに規定する範囲内の不感帯であることを確認できるもの。
⑭調定率	5%以下※3	第13条（リソース等が満たすべき要件）(2)イ(フ)eに規定する調定率にもとづき応動をしていること。なお、周波数変動補償機能が具備されている場合には、当該機能の具備をもって、調定率にもとづく応動に関する要件を満たしていることとみなす。	第13条（リソース等が満たすべき要件）(2)イ(フ)eに規定する調定率にもとづき応動することが確認できるもの。周波数変動補償機能が具備されている場合には、当該機能の具備が確認できるもの。ただし電源Ⅱ周波数調整力契約または余力活用に関する契約を締結し一次調整力相当の機能を有するがある場合はその契約書の写しをもってこれに代えることができる。

※1 周波数変化からリソースが出力変化を開始するまでに要する時間（周波数計測遅れ、制御ロジックの演算遅れ、実機器の制御遅れ等で構成）

※2 周波数計測機器に関する要件

※3 ただし、周波数変動幅によらず一定とする。なお、設備の特性上等の理由により、属地TSOが認める場合は、この限りではない

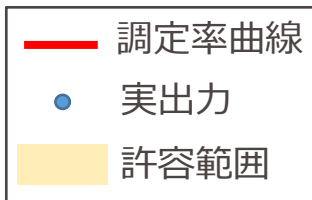
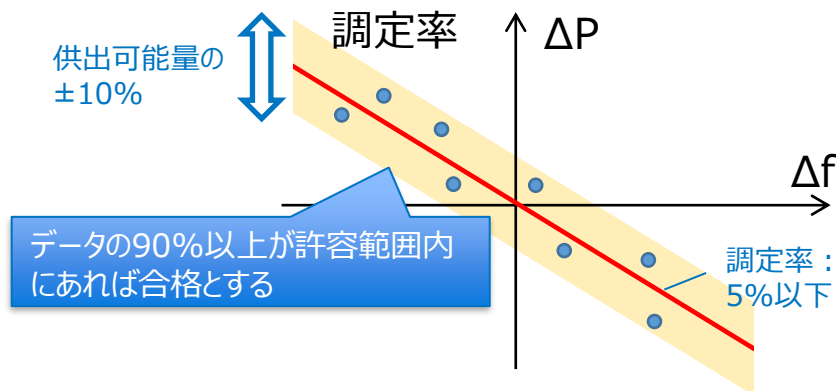


⑬不感帯、⑭調定率の確認に用いる平常時の性能データ例

- 下記単独発電機の実出力変化曲線にて、第26条（取引対象の ΔkW ）で定める調定率および（不感帯設定がある場合は）不感帯が第13条に定めた許容範囲を満たして応動できることを確認します。
- ✓ 本実績データにより、255スライドの性能データに関わる提出データの調定率と不感帯を確認可能です。

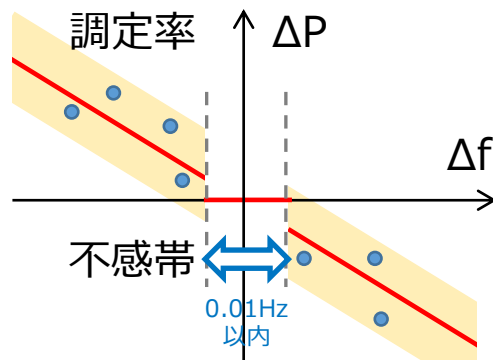
【性能データ例】＜⑬不感帯、⑭調定率＞

【審査イメージ（不感帯設定なし）】

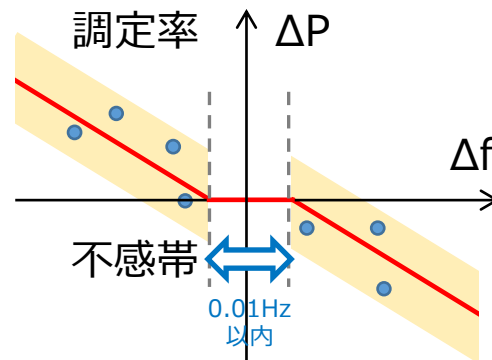


【審査イメージ（不感帯設定あり）】

<例 1>



<例 2>



265スライドの応動実績の評価に準じて提出された性能データの確認をいたします

三次②	三次①	二次②	二次①	一次	複合



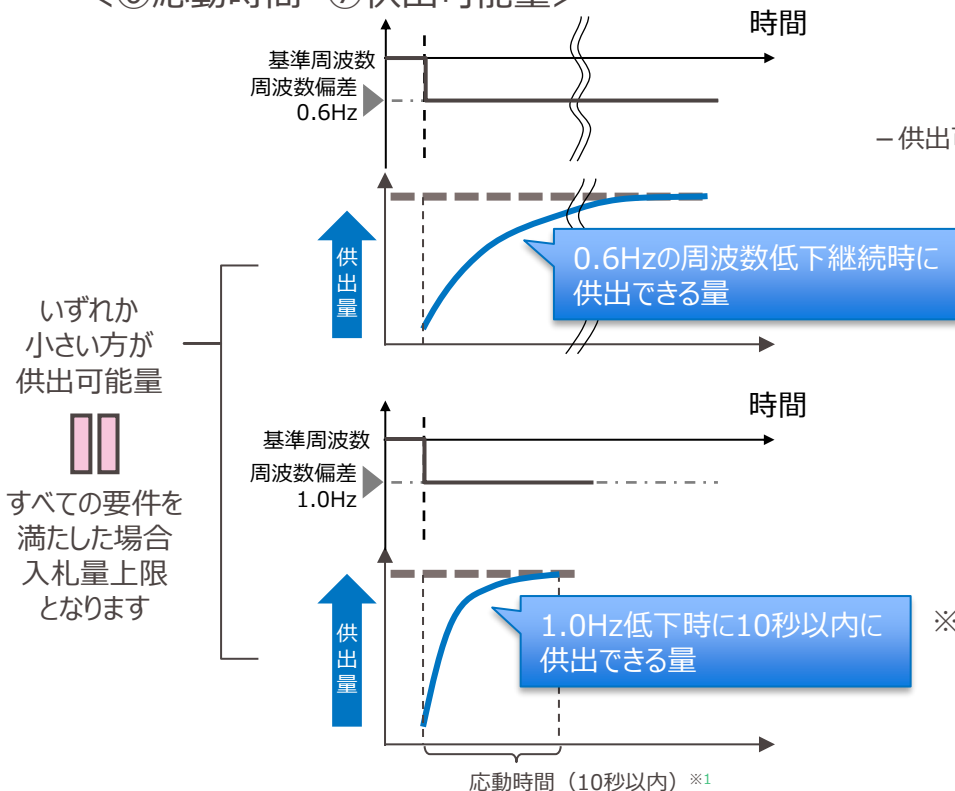
取引規程 第3章 第22条、第23条、第4章26条

専用線オンラインで接続する場合、⑥応動時間、⑦供出可能量および⑧継続時間の確認に用いる異常時の性能データ例（単独発電機、蓄電池(ポジ)等の出力変化曲線）

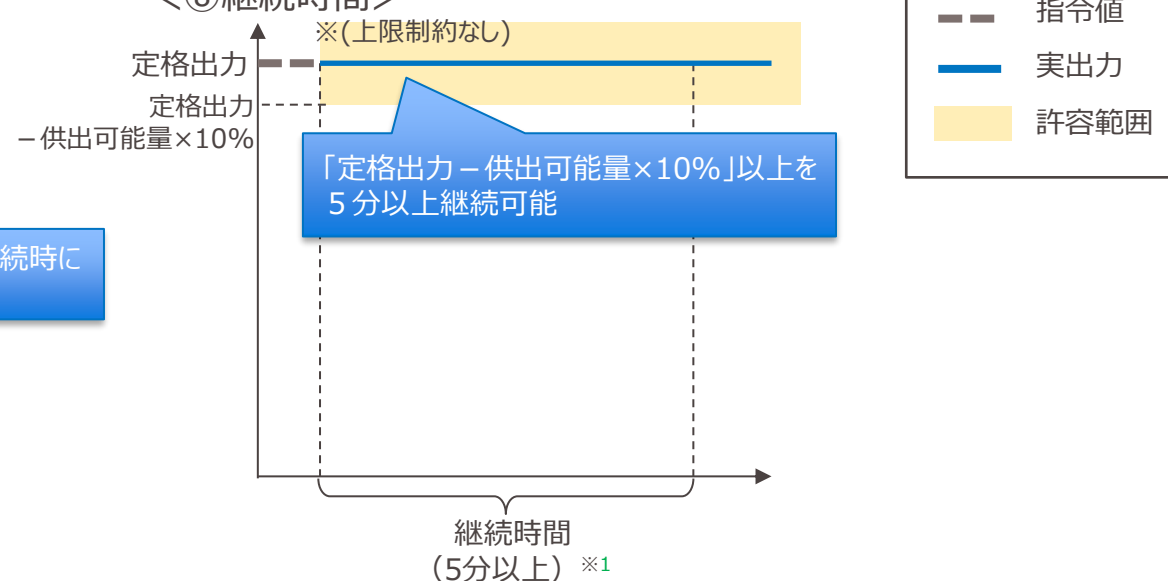
- 下記の周波数偏差を与えた場合の単独発電機の出力変化曲線にて、応動時間以内に供出可能量まで到達できること、5分間以上供出可能量の出力を継続的に供出可能であることを確認します。
 - ✓ 本実績データにより、252、253スライドの性能データに関わる提出データの(2)を確認可能です。
- なお、要件への適合を確認できた場合、本供出可能量が入札量上限となります。

【性能データ例】

<⑥応動時間 ⑦供出可能量>



<⑧継続時間>



※1 ⑥応動時間、⑦供出可能量および⑧継続時間を合わせて確認できる稼働データを提出する場合は、応動時間を除いて5分以上継続を確認する。

266スライドの応動実績の評価に準じて提出された性能データの確認をいたします

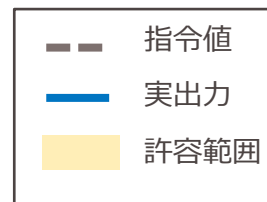
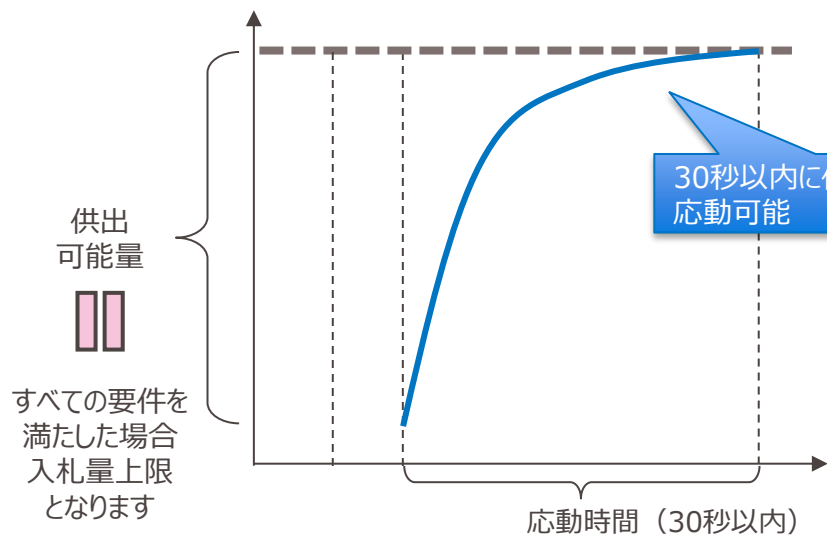


監視方法がオフラインの場合、⑥応動時間および⑦供出可能量の確認に用いる異常時の性能データ例（単独発電機、蓄電池(ポジ)等の出力変化曲線）

- 下記単独発電機の出力変化曲線にて、応動時間以内に供出可能量まで到達できることを確認します。
 - ✓ 本実績データにより、252スライドの性能データに関わる提出データの(2)を確認可能です。
- なお、要件への適合を確認できた場合、本供出可能量が入札量上限となります。

【性能データ例】

<⑥応動時間 ⑦供出可能量>



266スライドの応動実績の評価に準じて提出された性能データの確認をいたします



- 平常時の実働試験の概要は下記のとおりです。

【平常時の実働試験の具体的な方法（概要）】

項目	実施内容
評価対象	出力変化量※1※2
評価間隔	1秒※3
許容範囲	調定率曲線を基準に供出可能量の ±10%
評価方法	1秒ごとの全計測点を30分コマ単位で評価し、許容範囲への滞在率が90%以上となっていること

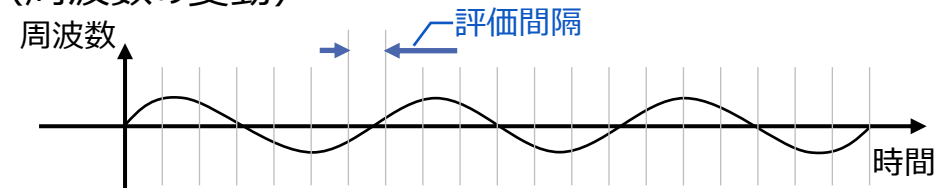
【計測時の基準の考え方】

発電機・蓄電池(ホジ)等	発電計画※4
DSR・蓄電池(ホ)等	基準値※4

- ※1 遅れ時間(2秒)および取引会員と属地TSOの間で協議のうえ定めた上り伝送遅延時間にもとづきデータを補正して評価する
- ※2 周波数の理論値は各エリア中給においてTSOが計測した周波数
- ※3 専用線接続の場合は中給取得周期
- ※4 評価間隔と同間隔で基準を作成

【イメージ】

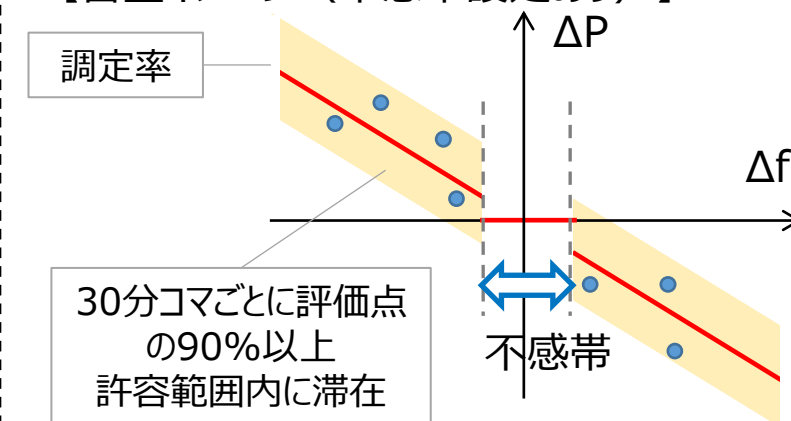
(周波数の変動)



(出力変化量)



【審査イメージ（不感帯設定あり）】



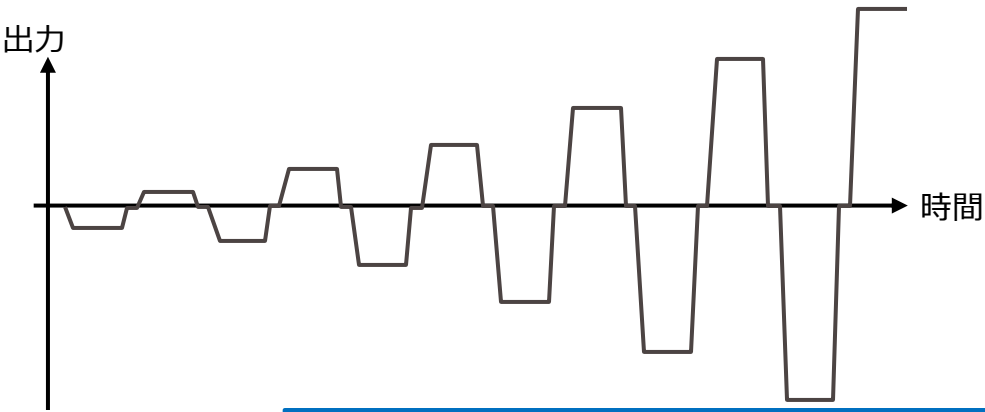
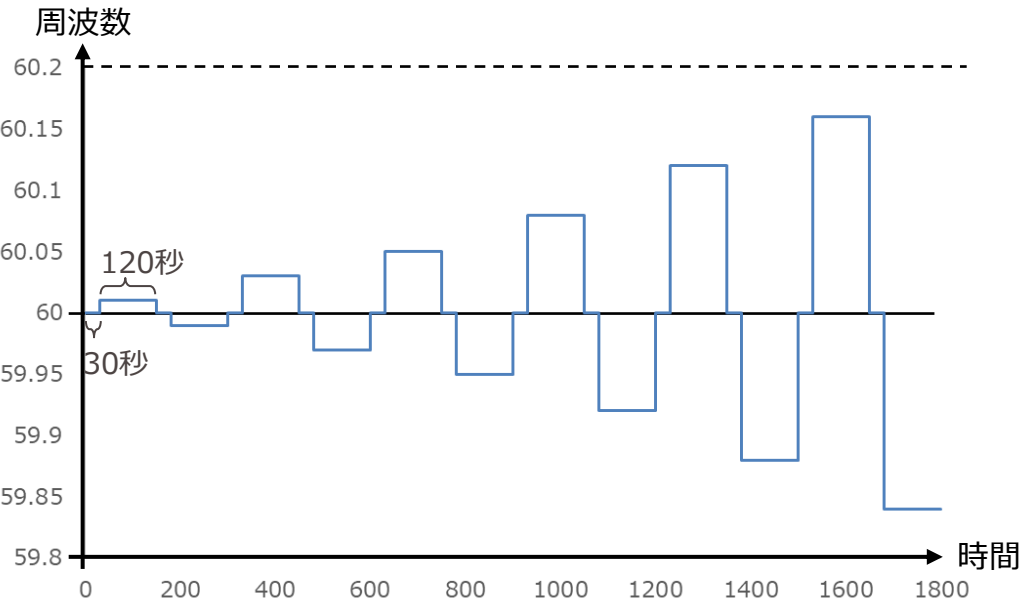
● 平常時の実働試験の試験パターンのイメージ※は下記のとおりです。

※具体的な試験パターンについては、イメージを基本に属地TSOと協議の上決定します。

【試験パターンイメージ】

時間(秒)	周波数(Hz)	偏差(Hz)
0	60	0
30	60.01	0.01
150	60	0
180	59.99	-0.01
300	60	0
330	60.03	0.03
450	60	0
480	59.97	-0.03
600	60	0
630	60.05	0.05
750	60	0
780	59.95	-0.05
900	60	0
930	60.08	0.08
1050	60	0
1080	59.92	-0.08
1200	60	0
1230	60.12	0.12
1350	60	0
1380	59.88	-0.12
1500	60	0
1530	60.16	0.16
1650	60	0
1680	59.84	-0.16
1800	60	0

偏差(Hz):x	データ数	割合
x=0	420	23%
-0.1<x<0, 0<x<0.1	860	48%
x≤-0.1, 0.1≤x	520	29%



- 異常時の実働試験の概要は下記のとおりです。

【異常時の実働試験の具体的な方法】

項目	実施内容
評価対象	出力変化量※1※2
評価間隔	1秒※3
許容範囲	供出可能量 - 供出可能量×10% 以上
評価方法	✓ 基準周波数から1.0Hzを上回って周波数低下させた時刻を起点に10秒後※5の出力値変化量が供出可能量に到達していること ✓ 周波数低下の継続中は、基準周波数から1.0Hzを上回って周波数低下させた時刻から10秒後を起点に供出可能量を最低5分間継続して出力していること（ただし、監視方法がオフラインの場合は対象外とする。）

【計測時の基準の考え方】

発電機・蓄電池(ホジ)等	発電計画※4
DSR・蓄電池(ホジ)等	基準値※4

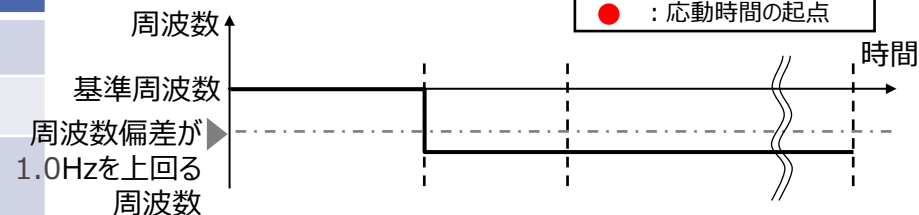
- ※1 取引会員と属地TSOの間で協議のうえ定めた上り伝送遅延時間にもとづきデータを補正して評価する
- ※2 周波数の理論値は各エリア中給においてTSOが計測した周波数
- ※3 専用線接続の場合は中給取得周期
- ※4 評価間隔と同間隔で基準を作成
- ※5 監視方法がオフラインの場合は、基準周波数から0.2Hz（北海道電力ネットワーク株式会社の属地エリアにおいては0.3Hz）を上回って周波数低下させた時刻を起点に30秒以内

出所) 第28回需給調整市場検討小委員会 (2022.2.24) 資料3-3をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2021/files/jukyu_shijyo_28_03_03.pdf

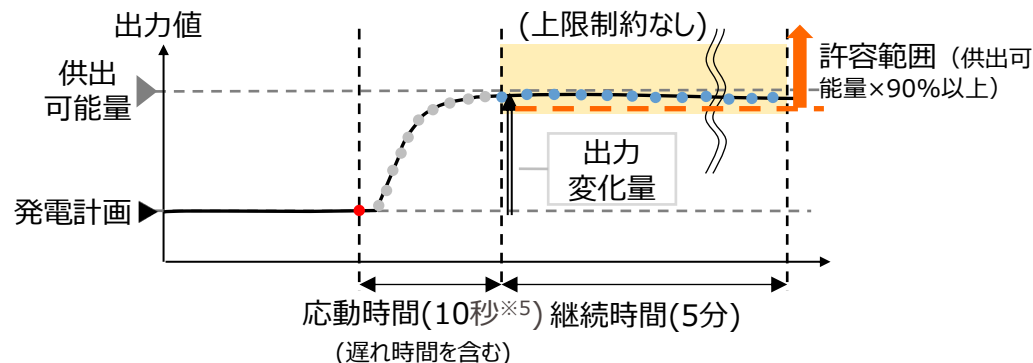
三三三 三三三 二二二 二二二 一次 複合

【イメージ】

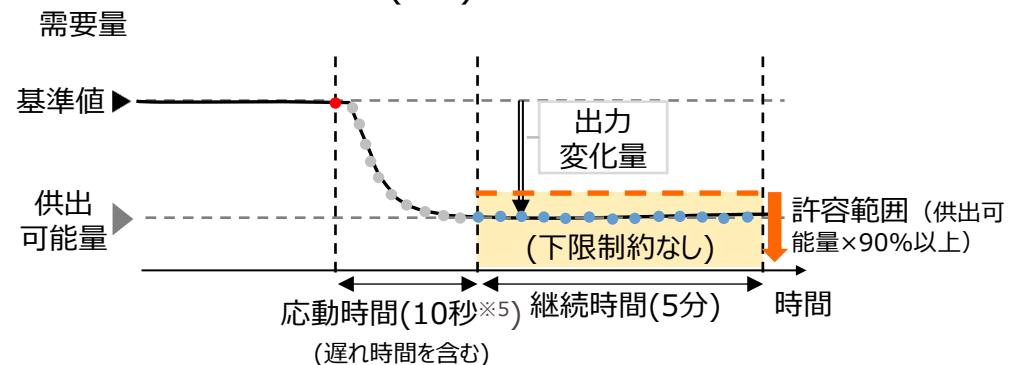
<周波数変動>



<イメージ（発電機、蓄電池(ホジ)等）>



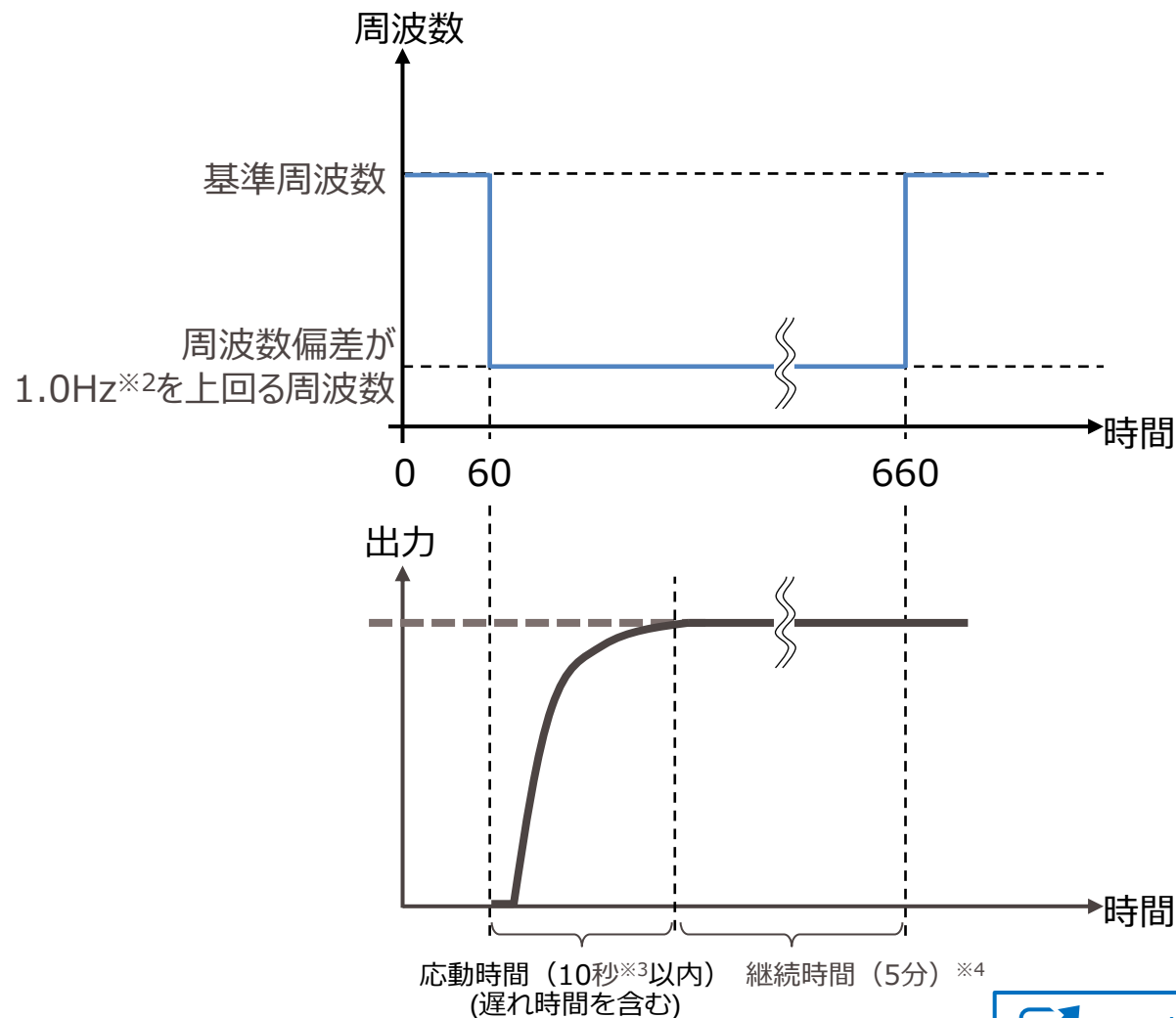
<イメージ（DSR・蓄電池(ホジ)等）>



- 異常時の実働試験の試験パターンのイメージ※¹は下記のとおりです。

※¹ 具体的な試験パターンについては、イメージを基本に属地TSOと協議の上決定します。

【試験パターンイメージ】



※² 監視方法がオフラインの場合は0.2Hz（北海道電力ネットワーク株式会社の属地エリアにおいては0.3Hz）。

※³ 監視方法がオフラインの場合は30秒。

※⁴ 監視方法がオフラインの場合は対象外。



- 単独発電機や蓄電池(ボジ)等の場合における実働試験の具体的な実施方法は下記のとおりとします。なお、LFCおよびEDC機能を有する場合は、原則として当該機能をロックした状態で試験を行います。
 1. 取引会員は、試験候補日時を選定して、メールにて属地TSOへ通知していただきます。
 - a. 試験候補日：任意の1日間
 - b. 試験時間：取引規程第29条（ ΔkW の入札単位）の中から入札を予定している30分コマを2つ選定していただきます。
※試験候補日時は、エリアの系統状況または需給状況により試験実施ができない場合、試験日時を協議させていただき、再度設定させていただきます。
 2. 実働試験は、264スライドに記載の標準パターン化した2つの実働試験を行います。
 3. 取引会員は、実働試験開始60分前までに広域機関へ発電計画を提出します。
 4. 取引会員は、専用線オンラインで接続する場合、設定した試験可能日時の60分前までに属地TSOに、実働試験対象時間における属地周期発電計画電力、試験実施後に試験時間における属地TSOと調整した送信周期ごとの発電実績、応動実績および模擬周波数実績を所定の様式19-1（一次調整力【単独発電機】応動実績提出用フォーマット【事前審査（実働試験用）】）にて、属地TSOに提出していただきます。

- 実働試験は試験a、bについて下記のとおり、標準パターン化した試験を実施します。
 - 試験は模擬周波数信号をGOV等の制御系へ入力することにより行います。
 - 結果の確認は、GOV等の制御系から得られる出力結果、もしくは実機応動による出力結果により行います。
 - どちらの出力結果を用いるかは属地TSOと取引会員との間で協議の上決定します。
 - 発電計画電力は、取引会員が実働試験開始60分前までに広域機関へ提出いただいた発電販売計画にもとづくものとし、属地周期発電計画電力は発電計画電力にもとづくものとします。
 - ✓ 試験a：周波数偏差を模擬した信号に対して調定率にもとづく目標値を供出可能量としたときの応動時間、継続時間および遅れ時間を確認する試験
- (取引規程第22条（確認項目）の(4)イ、(5)、(7)を確認)
- 基準周波数から1.0Hzを上回って周波数低下させた時刻を起点に10秒以内に供出可能量まで増加させ、供出可能量が5分以上継続（応動時間を含まない）できることを確認します。
- ✓ 試験b：周波数偏差を模擬した信号を繰り返し変化させたときの、不感帯の範囲外について調定率にもとづく応動をしていることを確認する試験
- (取引規程第22条（確認項目）の(10)、(11)を確認)
- 不感帯の範囲外について周波数偏差に対して調定率通りに出力変化するかを確認します。

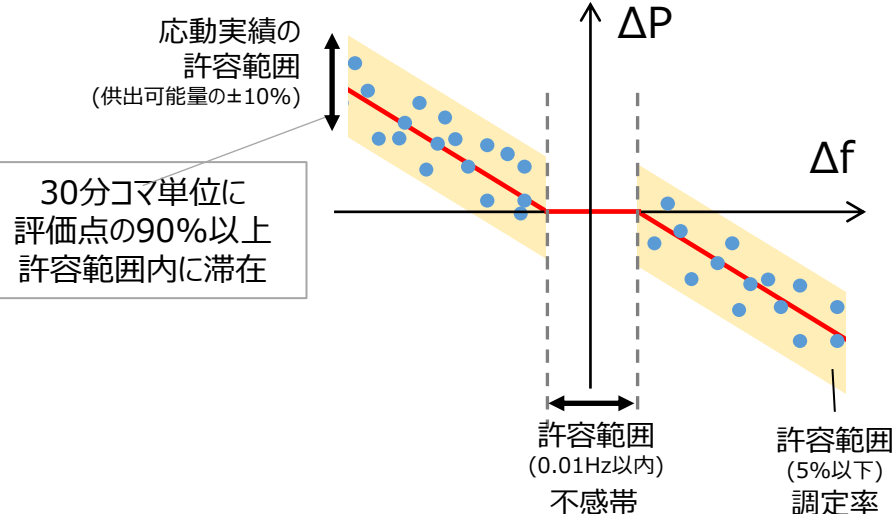
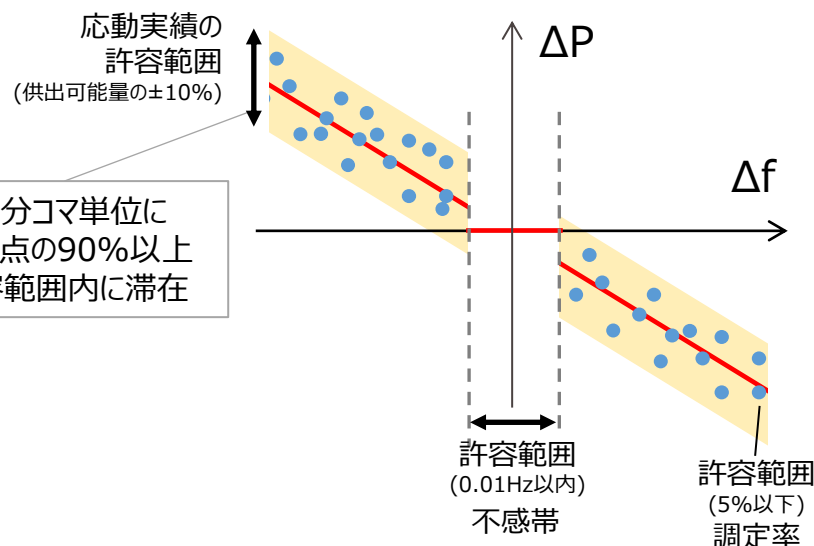
- 平常時の実働試験の評価は、属地TSOにて以下の手順で行います。
 1. 取引規程第24条(実働試験の実施方法)(1)イ(二)により提出された属地周期発電計画電力、発電実績および応動実績を用いて評価します。
 2. 試験時間において、応動実績※が許容範囲内であることを属地周期ごとに確認します。繰り返し変化される模擬信号に対し、模擬信号入力後から10秒後以降の応動実績について、以下の許容範囲内となることを30分コマ単位に評価します。
 - a. 調定率から算出される理論値 $\pm$ 供出可能量 $\times 10\%$
 3. また、不感帯が設定されている場合、設定した不感帯の範囲内の模擬信号については、評価の対象外とします。

【イメージ (不感帯設定あり)】

<例 1>

<例 2>

調定率曲線：— 計測点：● 許容範囲：■

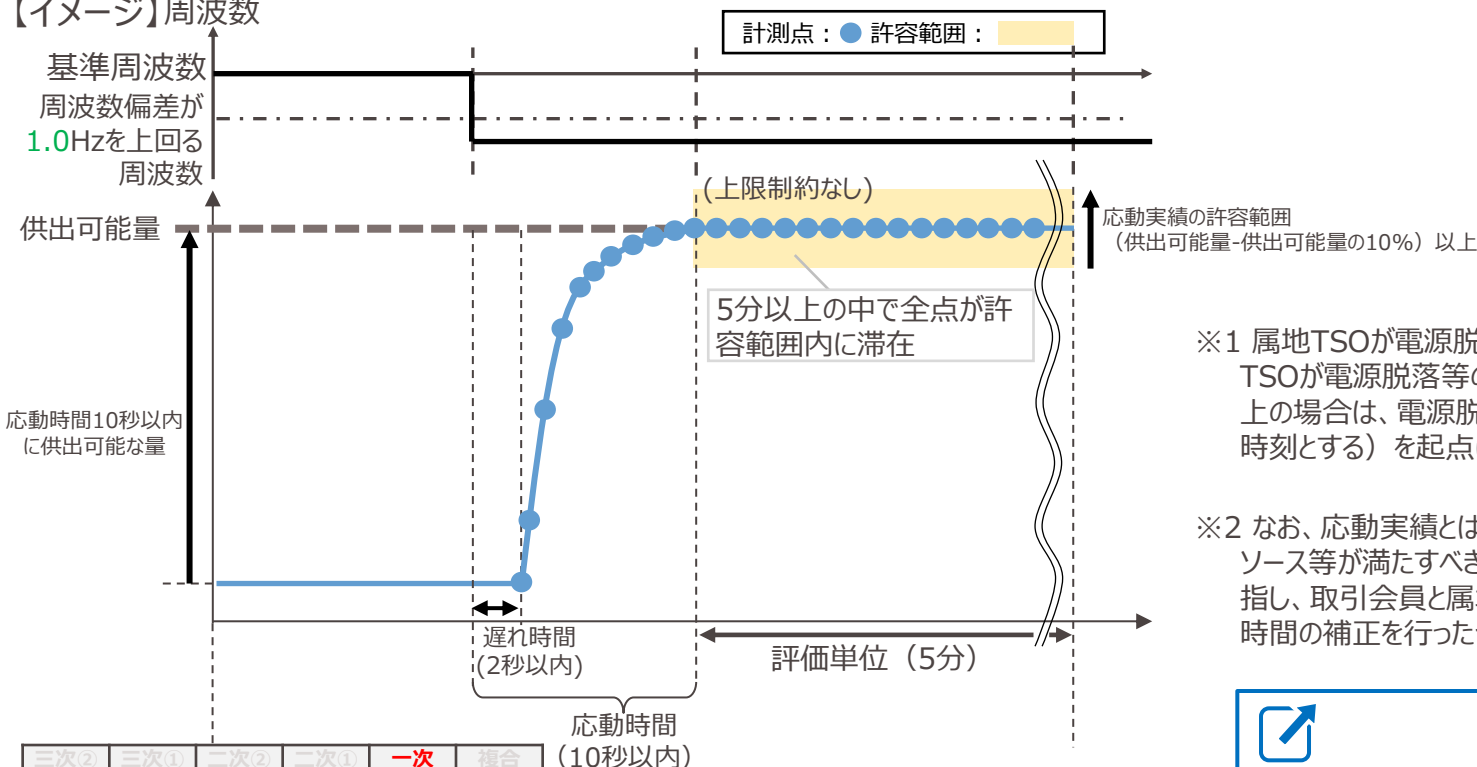


※なお、応動実績とは、取引規程（需給調整市場）第13条（リソース等が満たすべき要件）(2)ハ(ホ)cで定める瞬時供出電力を指し、遅れ時間（2秒）および取引会員と属地TSOの間で協議のうえ定めた上り伝送遅延時間の補正を行ったうえで評価することとします。



- 異常時※¹の実働試験の評価は、属地TSOにて以下の手順で行います。
 1. 取引規程第24条(実働試験の実施方法)(1)イ(二)により提出された属地周期発電計画電力、発電実績および応動実績を用いて評価します。
 2. 試験時間において、応動実績※²が許容範囲内であることを属地周期ごとに確認します。周波数偏差が1.0ヘルツを上回る模擬信号の発出期間を対象に評価します。模擬信号入力後から10秒後以降の応動実績について、以下の許容範囲以上となることを5分以上継続している場合に要件に適合していると判断します。なお、適合している場合本試験において10秒以内の応動時間で供出した量を供出可能量とし、入札量上限とします。
 - a. 供出可能量 - 供出可能量×10% 以上
 3. また、不感帯が設定されている場合、設定した不感帯の範囲内の模擬信号については、評価の対象外とします。

【イメージ】周波数



※¹ 属地TSOが電源脱落等の発生を検知した時刻（ただし、属地TSOが電源脱落等の発生を検知した時刻において基準周波数以上の場合は、電源脱落等の発生後最初に基準周波数を下回った時刻とする）を起点に周波数低下が継続している期間とします。

※² なお、応動実績とは、取引規程（需給調整市場）第13条（リソース等が満たすべき要件）(2)ハ(ホ)cで定める瞬時供出電力を指し、取引会員と属地TSOの間で協議のうえ定めた上り伝送遅延時間の補正を行ったうえで評価することとします。



- 各リスト・パターンを用いる場合の実働試験は、各リスト・パターンごと、商品区分ごとに試験を行います。事前予測型を選択している場合の具体的な実施方法は以下のとおりとします。（発電リソースのみの場合も同様）
 - 1. 取引会員は、試験候補日時を選定して、メールにて属地TSOへ通知していただきます。
 - a. 試験候補日：任意の1日間
 - b. 試験時間：取引規程第29条（ Δ kWの入札単位）の中から入札を予定している30分コマを2つ選定していただきます。
※試験候補日時は、エリアの系統状況または需給状況により試験実施が不可と判断される場合は、試験日時を協議させていただき、再度設定させていただきます。
 - 2. 実働試験は、270スライドに記載の標準パターン化した2つの実働試験を行います。
 - 専用線オンラインで接続する場合
 - a. 取引会員は、実働試験対象時間において、設定した試験開始時刻の60分前までに、所定の様式19-2、19-3、19-4（一次調整力【各リスト・パターン】応動実績提出用フォーマット【事前審査（実働試験用）】）にて属地TSOに属地周期基準値電力（事前予測型）、機器点属地周期基準値電力（事前予測型）を提出※1,※2していただきます。
 - b. 取引会員は、実働試験対象時間における試験対象の各リスト・パターンの、属地周期基準値電力（事前予測型）、機器点属地周期基準値電力（事前予測型）、属地TSOと調整した送信周期ごとの実績データ、また試験時間における、属地TSOと調整した送信周期ごとの応動実績および模擬周波数実績を所定の様式19-2、19-3、19-4（一次調整力【各リスト・パターン】応動実績提出用フォーマット【事前審査（実働試験用）】）にて、属地TSOに提出※1,※2していただきます。
 - 監視方法がオフラインの場合
 - a. 取引会員は、実働試験対象時間において、設定した試験開始時刻の60分前までに、所定の様式19-2、19-3、19-4（一次調整力【各リスト・パターン】応動実績提出用フォーマット【事前審査（実働試験用）】）にて属地TSOに1秒基準値電力（事前予測型）を提出※1,※2していただきます。
 - b. 取引会員は、実働試験対象時間における試験対象の各リスト・パターンの、1秒基準値電力（事前予測型）、1秒ごとの実績データ、また試験時間における、1秒ごとの応動実績および模擬周波数実績を所定の様式19-2、19-3、19-4（一次調整力【各リスト・パターン】応動実績提出用フォーマット【事前審査（実働試験用）】）にて、属地TSOに提出※1,※2していただきます。
- ※1 各様式にて、リソース単位での属地周期基準値電力（事前予測型）、機器点属地周期基準値電力（事前予測型）、1秒基準値電力（事前予測型）、実績データおよび応動実績（模擬周波数実績を含みます）を提出※2する場合、各リスト・パターンごとの試験を省略することができます。
- ※2 発電リソースが含まれる場合は、実働試験対象時間における属地周期発電計画電力、機器点属地周期発電計画電力（専用線オンラインで接続する場合）または1秒発電計画電力（監視方法がオフラインの場合）も提出していただきます。



- 各リスト・パターンを用いる場合の実働試験は、各リスト・パターンごと、商品区分ごとに試験を行います。直前計測型を選択している場合の具体的な実施方法は以下のとおりとします。
 1. 取引会員は、試験候補日時を選定して、メールにて属地TSOへ通知していただきます。
 - a. 試験候補日：任意の1日間
 - b. 試験時間：取引規程第29条（ ΔkW の入札単位）の中から入札を予定している30分コマを2つ選定していただきます。
※試験候補日時は、エリアの系統状況または需給状況により試験実施が不可と判断される場合は、試験日時を協議させていただき、再度設定させていただきます。
 2. 実働試験は、270スライドに記載の標準パターン化した2つの実働試験を行います。
 - 専用線オンラインで接続する場合
 - a. 取引会員は、試験開始時刻の5分前から、属地TSOと調整した送信周期ごとの需要実績を、当該時間の終了時刻から1秒から5秒程度以内に専用線オンラインを通じて属地TSOへ送信していただきます。
 - b. 取引会員は、試験開始時刻5分前から、試験開始時刻までの属地TSOと調整した送信周期ごとの需要実績および試験時間における属地周期基準値電力（直前計測型）と、属地TSOと調整した送信周期ごとの需要実績、応動実績および模擬周波数実績を所定の様式19-3（一次調整力【需要家リスト・パターン】応動実績提出用フォーマット【事前審査（実働試験用）】）、19-4（一次調整力【ネガポジリスト・パターン】応動実績提出用フォーマット【事前審査（実働試験用）】）にて、属地TSOに提出※1,※2していただきます。
 - 監視方法がオフラインの場合
 - a. 取引会員は、試験開始時刻の5分前から、1秒ごとの需要実績を試験日の翌営業日以内に所定の様式19-3（一次調整力【需要家リスト・パターン】応動実績提出用フォーマット【事前審査（実働試験用）】）、19-4（一次調整力【ネガポジリスト・パターン】応動実績提出用フォーマット【事前審査（実働試験用）】）で属地TSOに提出※2していただきます。
 - b. 取引会員は、試験開始時刻5分前から、試験開始時刻までの1秒ごとの需要実績および試験時間における1秒基準値電力（直前計測型）と、1秒ごとの需要実績、応動実績および模擬周波数実績を所定の様式19-3（一次調整力【需要家リスト・パターン】応動実績提出用フォーマット【事前審査（実働試験用）】）、19-4（一次調整力【ネガポジリスト・パターン】応動実績提出用フォーマット【事前審査（実働試験用）】）にて、属地TSOに提出※1,※2していただきます。
- ※1 各様式にて、リソース単位での属地周期基準値電力（直前計測型）、1秒基準値電力（直前計測型）、実績データおよび応動実績（模擬周波数実績を含みます）を提出※2する場合、各リスト・パターンごとの試験を省略することができます。
- ※2 発電リソースが含まれる場合は、実働試験対象時間における属地周期発電計画電力、機器点属地周期発電計画電力（専用線オンラインで接続する場合）または1秒発電計画電力（監視方法がオフラインの場合）も提出していただきます。

- 各リスト・パターンを用いる場合の実働試験は、各リスト・パターンごと、商品区分ごとに試験を行います。逐次計測型を選択している場合の具体的な実施方法は以下のとおりとします。
 - 1. 取引会員は、試験候補日時を選定して、メールにて属地TSOへ通知していただきます。
 - a. 試験候補日：任意の1日間
 - b. 試験時間：取引規程第29条（ ΔkW の入札単位）の中から入札を予定している30分コマを2つ選定していただきます。
※試験候補日時は、エリアの系統状況または需給状況により試験実施が不可と判断される場合は、試験日時を協議させていただき、再度設定させていただきます。
 - 2. 実働試験は、270スライドに記載の標準パターン化した2つの実働試験を行います。
 - 専用線オンラインで接続する場合
 - a. 取引会員は、試験開始時刻の5分前から、属地TSOと調整した送信周期ごとの需要実績を、当該時間の終了時刻から1秒から5秒程度以内に専用線オンラインを通じて属地TSOへ送信していただきます。
 - b. 取引会員は、試験開始時刻5分前から、試験開始時刻までの属地TSOと調整した送信周期ごとの需要実績および試験時間における属地周期基準値電力（逐次計測型）と、属地TSOと調整した送信周期ごとの需要実績、応動実績および模擬周波数実績を所定の様式19-3（一次調整力【需要家リスト・パターン】応動実績提出用フォーマット【事前審査（実働試験用）】）、19-4（一次調整力【ネガポジリスト・パターン】応動実績提出用フォーマット【事前審査（実働試験用）】）にて、属地TSOに提出※1,※2していただきます。
 - 監視方法がオフラインの場合
 - a. 取引会員は、試験開始時刻の5分前から、1秒ごとの需要実績を試験日の翌営業日以内に所定の様式19-3（一次調整力【需要家リスト・パターン】応動実績提出用フォーマット【事前審査（実働試験用）】）、19-4（一次調整力【ネガポジリスト・パターン】応動実績提出用フォーマット【事前審査（実働試験用）】）で属地TSOに提出※2していただきます。
 - b. 取引会員は、試験開始時刻5分前から、試験開始時刻までの1秒ごとの需要実績および試験時間における1秒基準値電力（逐次計測型）と、1秒ごとの需要実績、応動実績および模擬周波数実績を所定の様式19-3（一次調整力【需要家リスト・パターン】応動実績提出用フォーマット【事前審査（実働試験用）】）、19-4（一次調整力【ネガポジリスト・パターン】応動実績提出用フォーマット【事前審査（実働試験用）】）にて、属地TSOに提出※1,※2していただきます。
- ※1 各様式にて、リソース単位での属地周期基準値電力（逐次計測型）、1秒基準値電力（逐次計測型）、実績データおよび応動実績（模擬周波数実績を含みます）を提出※2する場合、各リスト・パターンごとの試験を省略することができます。
- ※2 発電リソースが含まれる場合は、実働試験対象時間における属地周期発電計画電力、機器点属地周期発電計画電力（専用線オンラインで接続する場合）または1秒発電計画電力（監視方法がオフラインの場合）も提出していただきます。



- 実働試験は試験a、bについて下記のとおり、標準パターン化した試験を実施します。
 - 試験は模擬周波数信号をリソースの制御系へ入力することにより行います。
 - 結果の確認は、制御系から得られる出力結果、もしくは実機応動による出力結果により行います。
 - どちらの出力結果を用いるかは属地TSOと取引会員との間で協議の上決定します。
 - ✓ 試験a：周波数偏差を模擬した信号に対して調定率にもとづく目標値を供出可能量としたときの応動時間、継続時間および遅れ時間を確認する試験。ただし、監視方法がオフラインの場合は応動時間および遅れ時間を確認する試験。
- (取引規程第22条（確認項目）の(4)イ、(5)、(7)を確認)
- 基準周波数から1.0Hzを上回って周波数低下させた時刻を起点に10秒以内に供出可能量まで増加させ、供出可能量が5分以上継続（応動時間を含まない）できることを確認します。※
- ✓ 試験b：周波数偏差を模擬した信号を繰り返し変化させたときの、不感帯の範囲外について調定率にもとづく応動をしていることを確認する試験
- (取引規程第22条（確認項目）の(10)、(11)を確認)
- 不感帯の範囲外について周波数偏差に対して調定率通りに出力変化するかを確認します。

※ 監視方法がオフラインのリソースの場合は、基準周波数から0.2Hz（北海道電力ネットワーク株式会社の属地エリアにおいては0.3Hz）を上回って周波数低下させた時刻を起点に30秒以内に供出可能量まで増加できることを確認します。

- オフラインリソースの実働試験についても、専用線オンラインと同様に各リスト・パターンごとに下図のようにリソースごとに合算した合計発電計画電力、実働試験基準値電力、実績データ、応動実績および模擬周波数実績を応動実績提出用フォーマットにて提出いただくことで審査を実施します。

(取引開始が2026年4月1日以降の実需給を対象とする場合)

【必須】

【発電機リスト・パターン単位】 応動実績提出用フォーマット 【事前審査（実働試験用）】

一次調整力

事業者名	
系統コード	
パターン番号	
供出可能量 (kW)	
試験日	
実働試験対象時間	～ 1:30
提出内容 (プルダウンより選択)	
監視方法 (プルダウンより選択)	
基準値の設定方法 (プルダウンより選択)	

※黄色セルに入力下さい

※実働試験対象時間は審査前 1 時間を含めて下さい

※（１）合計発電計画電力、（２）発電実績を入力ください

※オフラインリソースは、「属地周期(1秒)平均kW値」を「1秒平均kW値」に読み替えてください

※一次調整力に需要家リスト・パターンを用いて入札する場合、基準値の設定方法は以下から選択できます

- ・事前予測型
- ・直前計測型
- ・逐次計測型

（１）合計発電計画電力

(属地周期(1秒)平均kW値) 【送電端】

（１－２）合計基準値電力（直前計測型）

(属地周期（１秒）平均kW) 【送電端】

※ 審査開始時刻の 5 分前からの

属地周期（１秒）ごとの需要実績を平均した値

時刻	合計発電 計画電力 (kW)
0:00:00 ～ 0:00:01	
0:00:01 ～ 0:00:02	
0:00:02 ～ 0:00:03	

時刻	合計基準値電 力 (kW)
審査対象 時間 (3 0 分)	1:00 ～ 1:30

東京・関西エリア用

およびその他のエリアで一次オフラインの場合

様式 19-2-3

(作成にあたっての留意事項)

- （１）は試験開始1時間前までに広域機関に提出いただいた発電計画の30分kWを属地周期(1秒)平均kWに換算して算出した 発電計画電力を入力してください。
例) 合計発電計画が2,000kWh(30分値)の場合、属地周期(1秒)平均kWは $2,000 \times 2 = 4,000$ kWとなります。
- （２）は属地エリアの一般送配電事業者と調整した送信周期以内のサンプリング周期(オフラインは1秒周期)とし、取得したデータを属地周期(1秒)kWに換算して入力してください。
例) 発電実績2kWh(1秒値)の場合、属地周期(1秒)平均kWは $2 \times 60 \times 60 = 7,200$ kWとなります。
- （３）模擬周波数実績については、試験に用いた模擬周波数の値を入力してください。
- 当ファイルには、全エリアの様式および記載例が登録されているため、提出時は該当するシート以外を削除して送付してください。
- 試験a（異常時相当）のデータ、試験 b（平常時相当）のデータをそれぞれ分けて提出してください。
※ オフラインの場合であっても供出可能量の確認のため、試験a(異常時相当)のデータも必要となります。

リソース単位の合計と一致させて下さい

（２）発電実績

(属地周期(1秒)平均kW値) 【送電端】

時刻	発電実績 (kW)
0:00:00 ～ 0:00:01	
0:00:01 ～ 0:00:02	
0:00:02 ～ 0:00:03	

（３）応動実績・模擬周波数実績

(属地周期(1秒)平均kW値) 【送電端】

時刻	応動実績 (kW) (2) - (1)	模擬 周波数実 績 (Hz)
0:00:00 ～ 0:00:01		
0:00:01 ～ 0:00:02		
0:00:02 ～ 0:00:03		

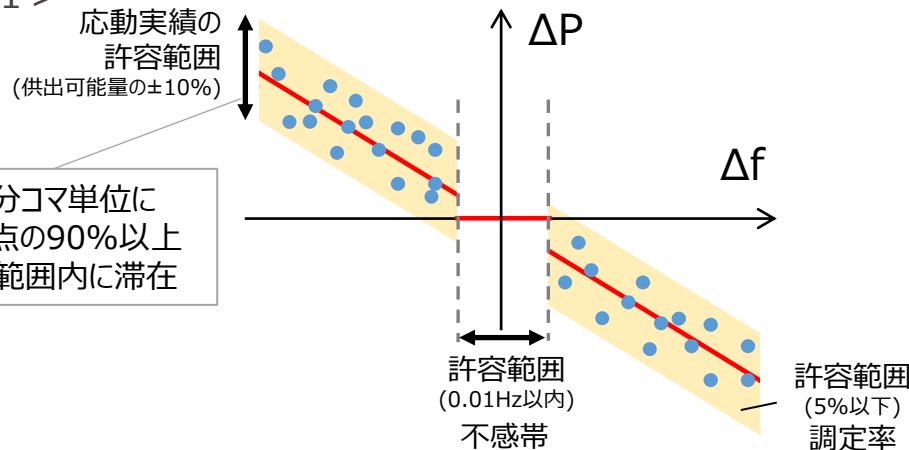


● 平常時の実働試験の評価は、属地TSOにて以下の手順で行います。

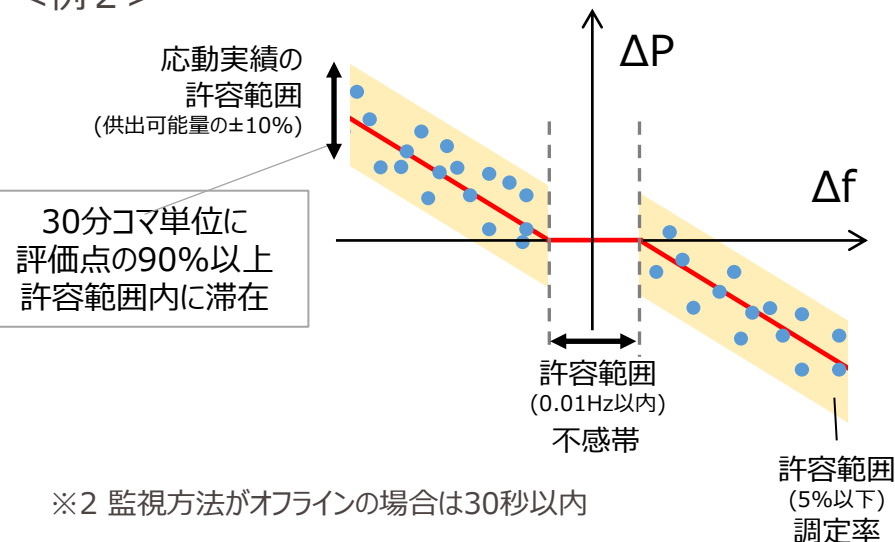
1. 専用線オンラインで接続する場合は取引規程第24条(実働試験の実施方法)(2)イ(ホ)により提出された属地TSOと調整した送信周期ごとの属地周期基準値電力（事前予測型）、機器点属地周期基準値電力（事前予測型）、属地周期基準値電力（直前計測型）または属地周期基準値電力（逐次計測型）、需要実績および応動実績を用いて評価を行います。
2. 監視方法がオフラインの場合は取引規程第24条(実働試験の実施方法)(2)イ(ホ)により提出された1秒周期ごとの1秒基準値電力（事前予測型）、1秒基準値電力（直前計測型）または1秒基準値電力（逐次計測型）、需要実績および応動実績を用いて評価を行います。
3. 試験時間において、応動実績※¹が許容範囲内であることを1秒ごともしくは属地周期ごとに確認します。繰り返し変化される模擬信号に対し、模擬信号入力後から10秒後以降※²の応動実績について、以下の許容範囲内となることを30分コマ単位に評価します。
 - a. 調定率から算出される理論値±供出可能量×10%
4. また、不感帯が設定されている場合、設定した不感帯の範囲内の模擬信号については、評価の対象外とします。

【イメージ（不感帯設定あり）】

<例 1>



<例 2>



※1 なお、応動実績とは、取引規程（需給調整市場）第13条（リソース等が満たすべき要件）(2)ハ(ホ)cで定める瞬時供出電力を指し、遅れ時間（2秒）および取引会員と属地TSOの間で協議のうえ定めた上り伝送遅延時間の補正を行ったうえで評価する。ただし、監視方法がオフラインの場合は遅れ時間（2秒）のみ考慮する。

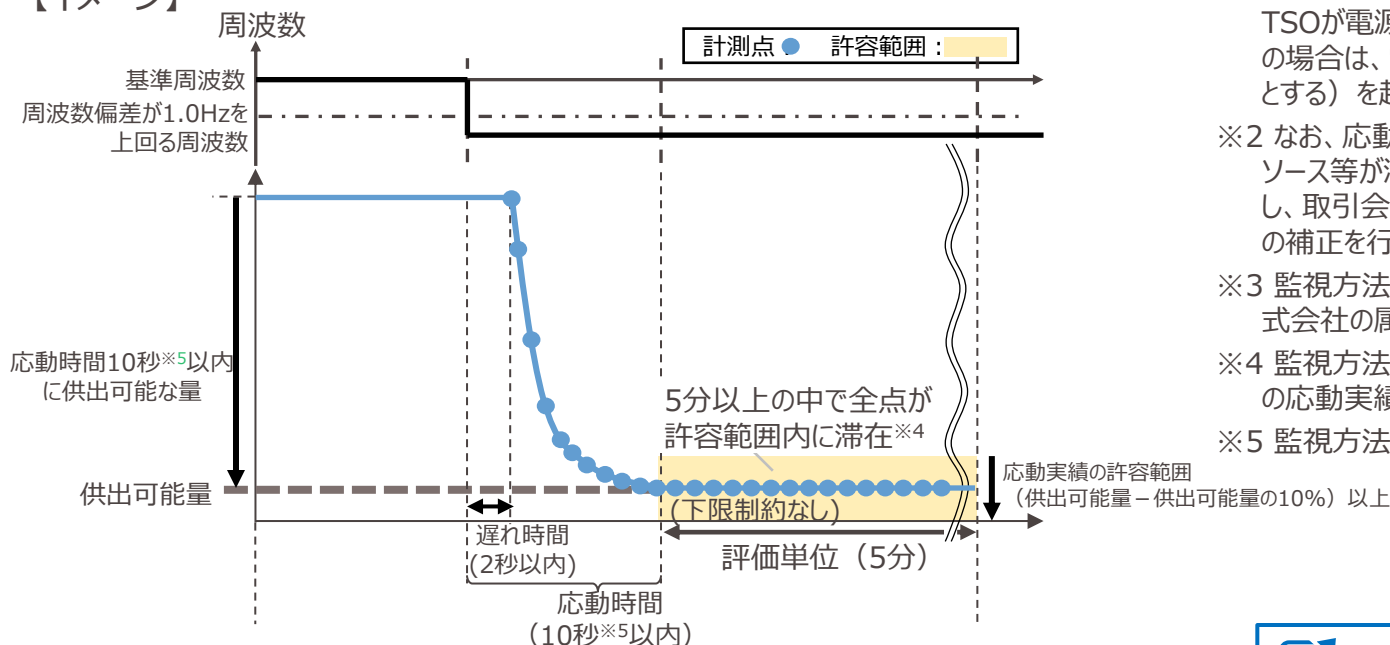
※2 監視方法がオフラインの場合は30秒以内



● 異常時※¹の実働試験の評価は、属地TSOにて以下の手順で行います。

1. 専用線オンラインで接続する場合は取引規程第24条(実働試験の実施方法)(2)イ(ホ)により提出された属地TSOと調整した送信周期ごとの属地周期基準値電力(事前予測型)、機器点属地周期基準値電力(事前予測型)、属地周期基準値電力(直前計測型)または属地周期基準値電力(逐次計測型)、需要実績および応動実績を用いて評価を行います。
2. 監視方法がオフラインの場合は取引規程第24条(実働試験の実施方法)(2)イ(ホ)により提出された1秒周期ごとの1秒基準値電力(事前予測型)、1秒基準値電力(直前計測型)または1秒基準値電力(逐次計測型)、需要実績および応動実績を用いて評価を行います。
3. 試験時間において、応動実績※²が許容範囲内であることを1秒ごともしくは属地周期ごとに確認します。周波数偏差が1.0ヘルツ※³を上回る模擬信号の発出期間を対象に評価します。模擬信号入力後から10秒後以降の応動実績について、以下の許容範囲以上となることを5分以上継続※⁴している場合に要件に適合していると判断します。なお、適合している場合本試験において10秒※⁵以内の応動時間で供出した量を供出可能量とし、入札量上限とします。
 - a. 当該30分コマの供出可能量－当該30分コマの供出可能量×10% 以上
4. また、不感帯が設定されている場合、設定した不感帯の範囲内の模擬信号については、評価の対象外とします。

【イメージ】



※¹ 属地TSOが電源脱落等の発生を検知した時刻(ただし、属地TSOが電源脱落等の発生を検知した時刻において基準周波数以上の場合、電源脱落等の発生後最初に基準周波数を下回った時刻とする)を起点に周波数低下が継続している期間とする。

※² なお、応動実績とは、取引規程(需給調整市場)第13条(リソース等が満たすべき要件)(2)ハ(ホ)cで定める瞬時供出電力を指し、取引会員と属地TSOの間で協議のうえ定めた上り伝送遅延時間の補正を行ったうえで評価する。

※³ 監視方法がオフラインの場合は0.2Hz(北海道電力ネットワーク株式会社の属地エリアにおいては0.3Hz)

※⁴ 監視方法がオフラインの場合は継続時間の確認はせず、30秒以内の応動実績が許容範囲以上となることで評価する。

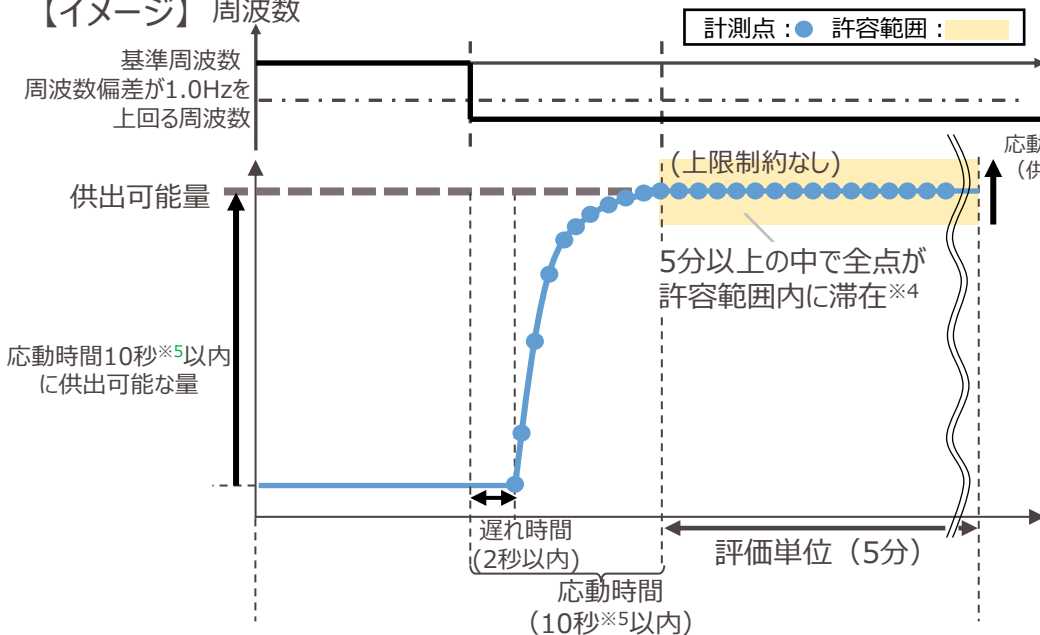
※⁵ 監視方法がオフラインの場合は30秒。



● 異常時※¹の実働試験の評価は、属地TSOにて以下の手順で行います。

1. 専用線オンラインで接続する場合は取引規程第24条(実働試験の実施方法)(2)イ(ホ)により提出された属地TSOと調整した送信周期ごとの属地周期基準値電力(事前予測型)、機器点属地周期基準値電力(事前予測型)、属地周期基準値電力(直前計測型)または属地周期基準値電力(逐次計測型)、需要実績および応動実績を用いて評価を行います。
2. 監視方法がオフラインの場合は取引規程第24条(実働試験の実施方法)(2)イ(ホ)により提出された1秒周期ごとの1秒基準値電力(事前予測型)、機器点属地周期基準値電力(事前予測型)、1秒基準値電力(直前計測型)または1秒基準値電力(逐次計測型)、需要実績および応動実績を用いて評価を行います。
3. 試験時間において、応動実績※²が許容範囲内であることを1秒ごともしくは属地周期ごとに確認します。周波数偏差が1.0ヘルツ※³を上回る模擬信号の発出期間を対象に評価します。模擬信号入力後から10秒後以降の応動実績について、以下の許容範囲以上となることを5分以上継続※⁴している場合に要件に適合していると判断します。なお、適合している場合本試験において10秒※⁵以内の応動時間で供出した量を供出可能量とし、入札量上限とします。
 - a. 当該30分コマの供出可能量－当該30分コマの供出可能量×10% 以上
4. また、不感帯が設定されている場合、設定した不感帯の範囲内の模擬信号については、評価の対象外とします。

【イメージ】 周波数



※¹ 属地TSOが電源脱落等の発生を検知した時刻(ただし、属地TSOが電源脱落等の発生を検知した時刻において基準周波数以上の場合は、電源脱落等の発生後最初に基準周波数を下回った時刻とする)を起点に周波数低下が継続している期間とする。

※² なお、応動実績とは、取引規程(需給調整市場)第13条(リソース等が満たすべき要件)(2)ハ(ホ)cで定める瞬時供出電力を指し、取引会員と属地TSOの間で協議のうえ定めた上り伝送遅延時間の補正を行ったうえで評価する。

※³ 監視方法がオフラインの場合は0.2Hz(北海道電力ネットワーク株式会社の属地エリアにおいては0.3Hz)

※⁴ 監視方法がオフラインの場合は継続時間の確認はせず、30秒以内に応動実績が許容範囲以上となることで評価する。

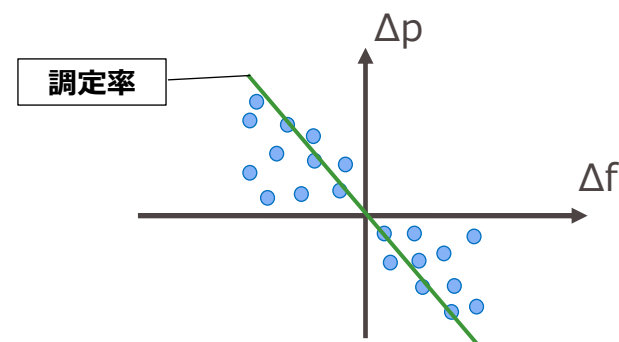
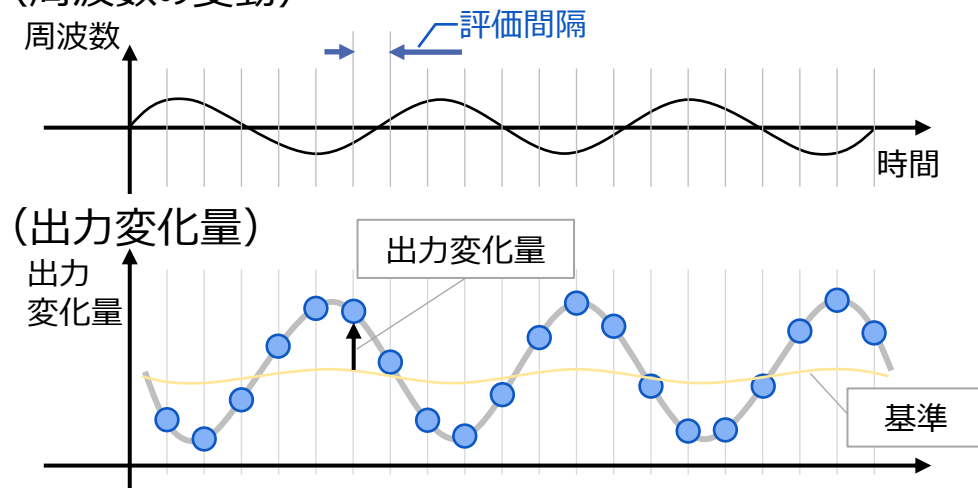
※⁵ 監視方法がオフラインの場合は30秒。



- $\Delta k W$ 約定量にもとづく調整の実施は、属地エリアの周波数偏差を検知し、リソースの調定率にもとづき調整を行うこととし、属地TSOからの指令は行いません。
- なお、同一の系統コードの単独発電機において、同一提供期間に三次調整力②に同時に約定している場合は、三次調整力②の指令を行い、この場合においても属地エリアの周波数偏差を検知し、リソースの調定率にもとづき調整を行うこととします。
- また、同一の系統コードの単独発電機または各リストパターンにおいて、同一提供期間に三次調整力①、二次調整力②、二次調整力①または複合約定対象商品のいずれか、または複数に同時に約定している場合は、取引規程別冊（複合約定）第35条（調整の実施の原則）のとおり指令をします。

【調整のイメージ】

(周波数の変動)

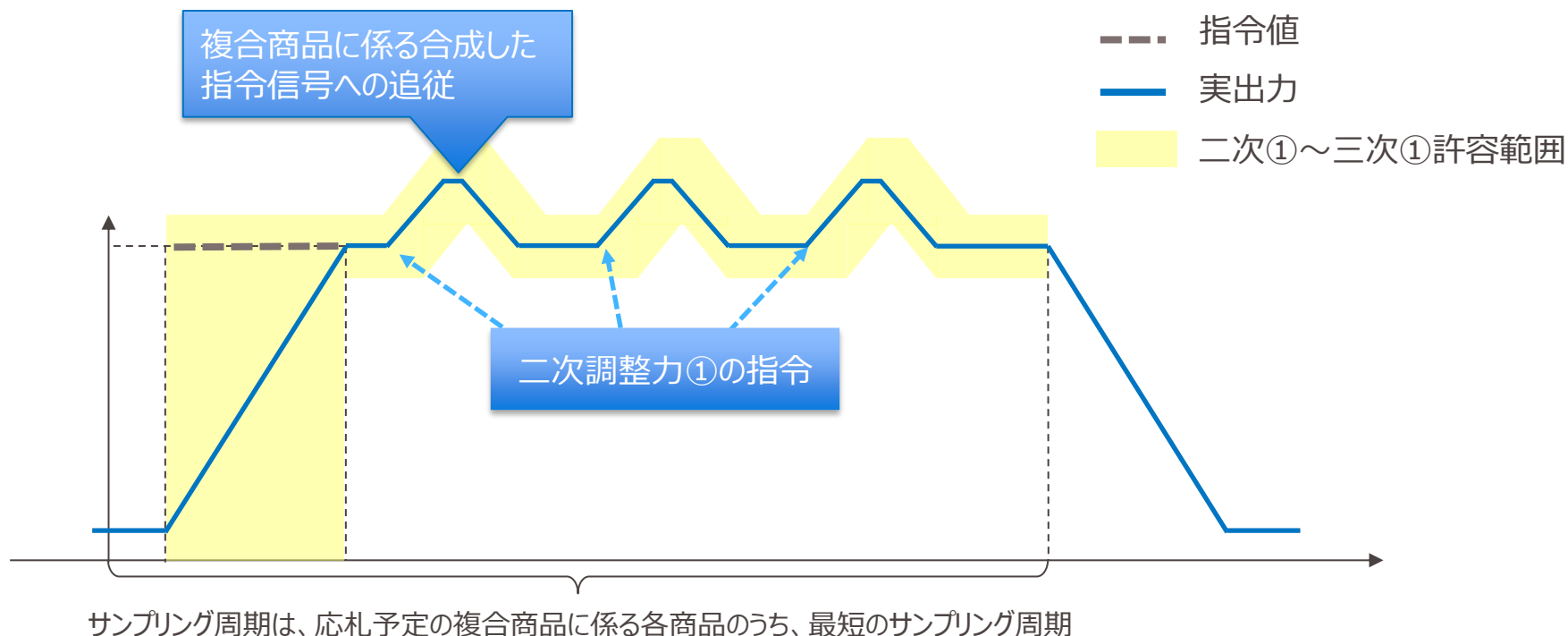


別冊（複合商品） 事前審査

複合商品に係る合成した指令信号への追従確認に用いる性能データ例（単独発電機の実出力変化曲線）

- 下記単独発電機の実出力変化曲線にて、複合商品に係る合成した指令信号への追従できることを確認します。

【性能データ例】二次調整力①と三次調整力①の複合の例

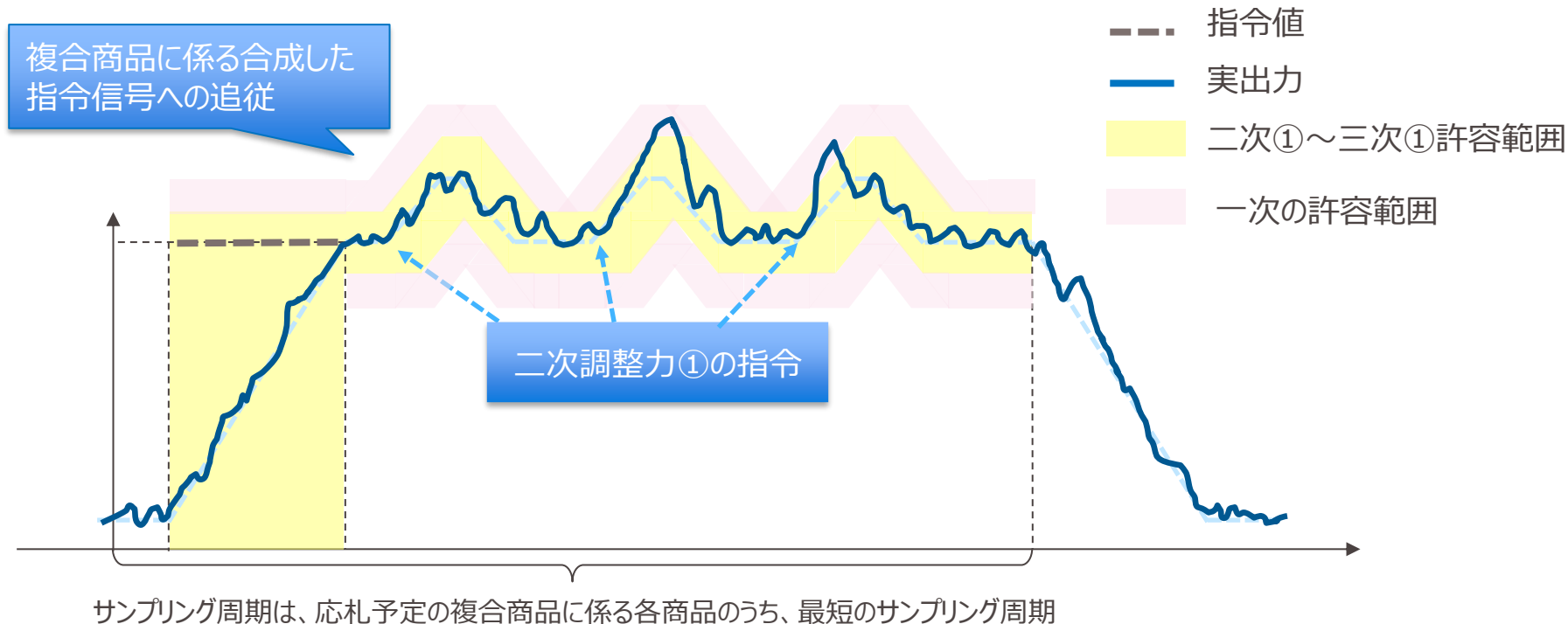


281スライドの応動実績の評価に準じて提出された性能データの確認をいたします

複合商品に係る合成した指令信号への追従確認に用いる性能データ例（単独発電機の実出力変化曲線）

- 下記単独発電機の実出力変化曲線にて、複合商品に係る合成した指令信号への追従できることを確認します。

【性能データ例】一次調整力・二次調整力①・二次調整力②・三次調整力①の複合の例



281スライドの応動実績の評価に準じて提出された性能データの確認をいたします

- 複合商品の合成した指令信号への追従に関する実働試験は下記の手順のとおりです。

項目	内容
機能を有しているが複合商品に含めない場合の対応	一次調整力を含まず、GF機能を有する場合 二次調整力①を含まず、LFC機能を有する場合 三次調整力①、二次調整力②を含まず、EDC機能を有する場合 ↓ ↓ ↓ 原則として当該機能をロックした状態で試験を行う
試験日時の選定方法	各商品の取引規程別冊に準ずる
実働試験の評価に用いる計画および実績データの提出の粒度	複合約定を希望する商品のうち、最短のサンプリング周期で、当該商品の取引規程別冊第24条（実働試験の実施方法）に準じて提出

- 複合商品の実働試験・アセスメントⅡの概要は下記のとおりです。

【アセスメントⅡの具体的な方法（概要）】

項目	実施内容
評価対象	実出力(需要実績)と基準の差※1 [発電端値を送電端値に換算し確認]
評価間隔	内包される単一商品のうち最も評価間隔の短い商品に準じた間隔
許容範囲	一体的な指令信号※2に対して単一商品で整理した許容範囲および一次の ΔkW 落札量※3を足し合わせた範囲
評価方法	計測点を30分コマ単位で評価し、許容範囲への滞在率が90%以上となっていること※4

※1：評価間隔と同間隔で基準を作成

※2：出力変化量での指令（DSR等への実出力指令を含む）については、中給システムの改修が必要

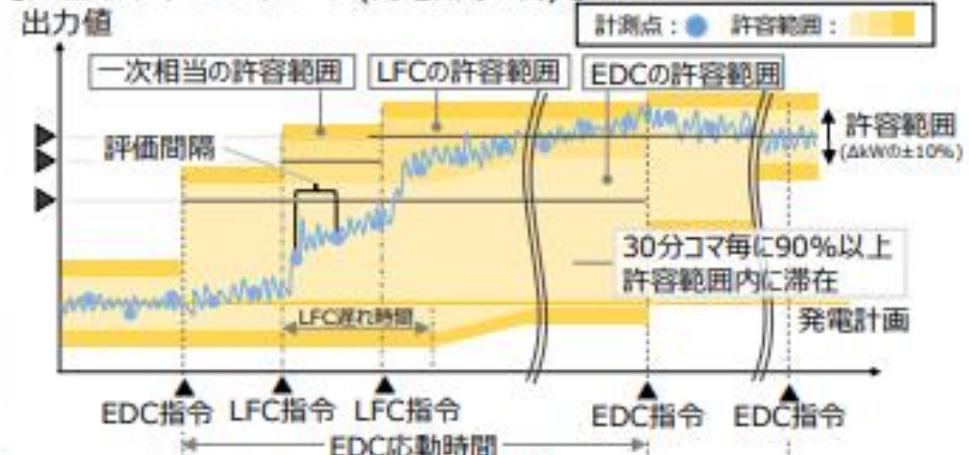
※3：異常時は一次相当の許容範囲の上限は定めない

※4：必要に応じて一般送配電事業者は制御機能の使用状態を確認する

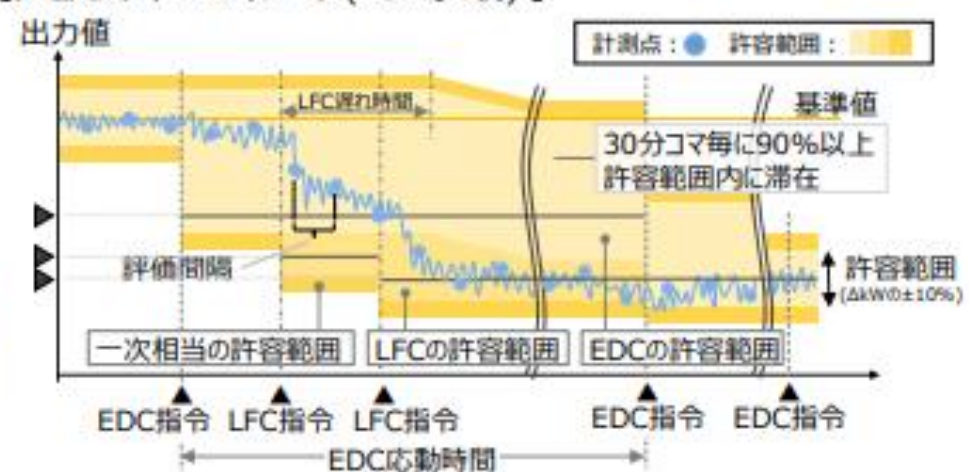
【計測時の基準の考え方】

指令方法	基準の考え方
実出力値	発電計画
出力変化量	基準値※1

【アセスメントⅡのイメージ(発電機等の例)】



【アセスメントⅡのイメージ(DSR等の例)】



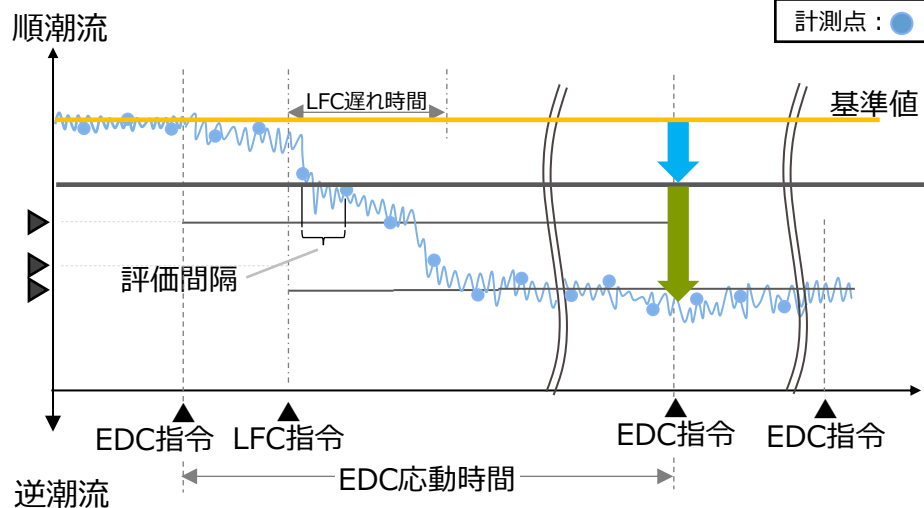
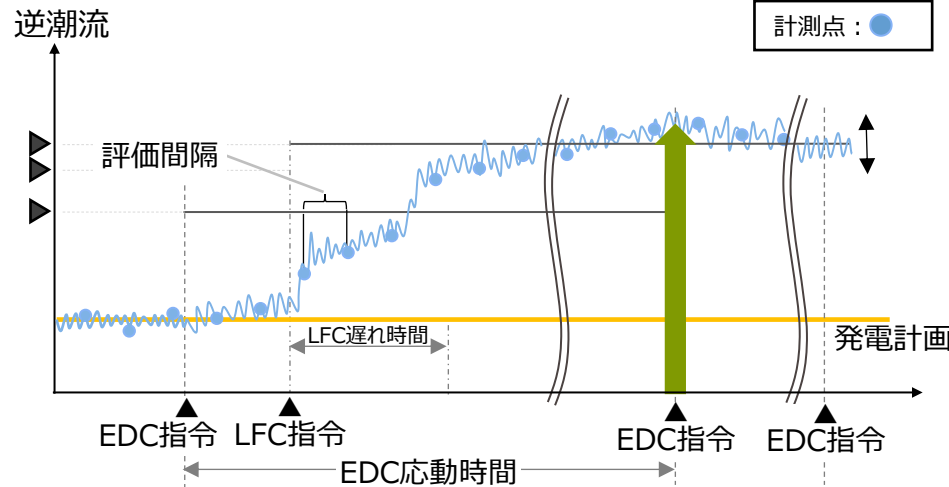
出所) 第28回需給調整市場検討小委員会 (2022.2.24) 資料3-3をもとに作成

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2021/files/jukyu_shijyo_28_03_03.pdf

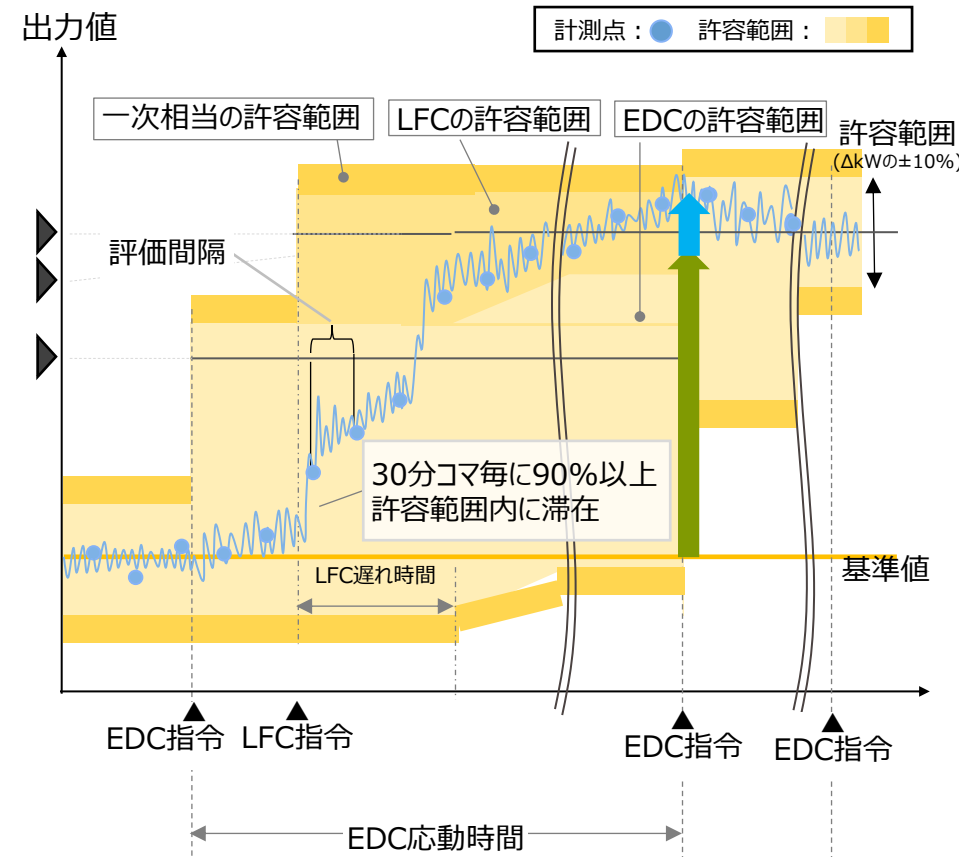


取引規程 第3章 第22条、第24条、第8章 第39条

- 複合商品の実働試験・アセスメントⅡの概要は下記のとおりです。



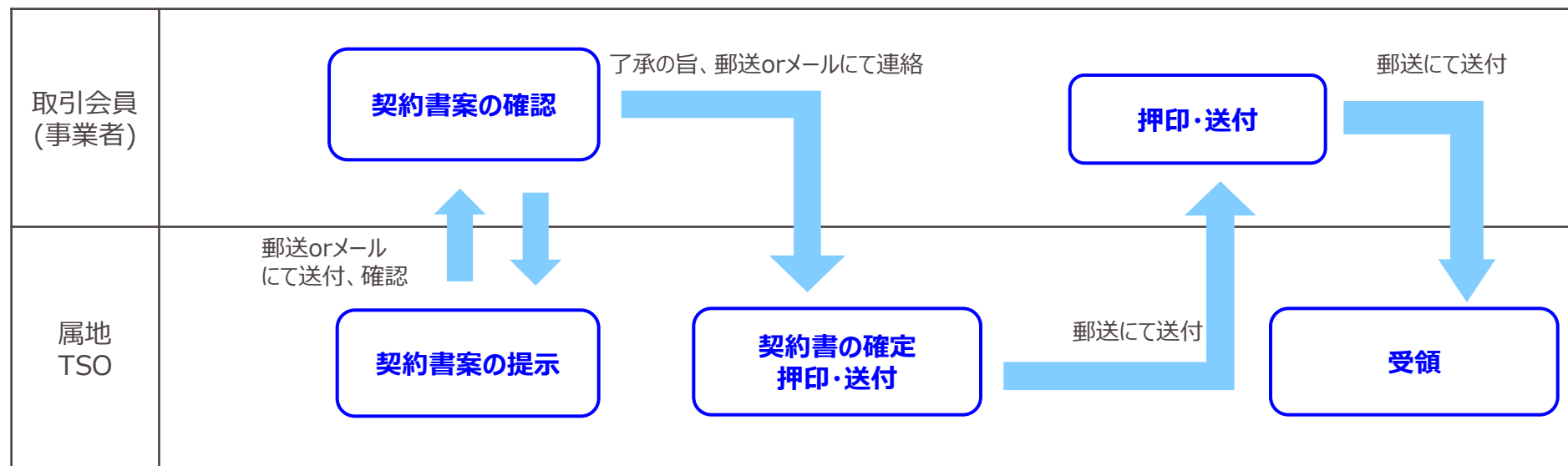
【アセスメントⅡのイメージ(発電機等の例)】



2 - 3. 契約締結

- 所有するリソースについて、事前審査に合格した取引会員は、属地TSOとの間で精算の詳細等を規定する「需給調整市場に関する契約」を締結していただきます。
- 契約書については属地TSOと内容を確認のうえ、それぞれ押印し、1通ずつ保有していただきます。
- 需給調整市場に関する契約書については雛形を参照願います。

【契約締結フロー概要】

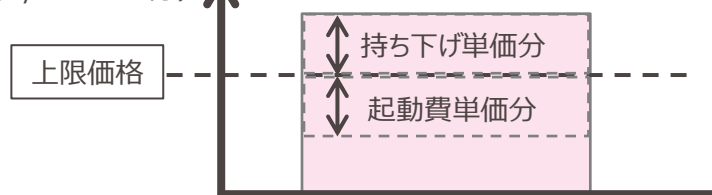


2 - 4 . 入札

- 市場運営者は実需給前日の11時30分に、調達対象日の商品ブロックごとに各エリアのTSOが調達を希望する ΔkW 等を公開します。
 - 取引会員は、実需給前日の11時30分から14時の間に、供出を希望する実需給日の商品ブロックごとに、以下を需給調整市場システムに登録し、入札していただきます。
 - ✓ 電源等コード（取引会員で設定する電源等データを一意に識別するコード）
 - ✓ パターン番号（各リスト・パターンを用いる場合）
 - ✓ 約定希望 ΔkW
 - ✓ 約定可能な最低 ΔkW （以下、「最小約定希望量」といいます。）
 - ✓ 30分あたりの単価（以下、「 ΔkW 約定単価」といいます。）
 - ✓ 持ち下げ単価分および起動費単価分（取引規程（需給調整市場）第44条（返還情報の登録）第1項各号のいずれかまたは複数に該当する場合）
 - 最低入札量は1,000kWとします。
 - 最低入札量以上となるよう、約定希望 ΔkW および、最小約定希望量を設定していただく必要があります。
 - 入札内容の取消または変更は、入札受付時間内に限り行うことができます。
 - 同一単独発電機および同一各リスト・パターンにおいて異なる入札単価で分割して入札することも可能とします。
 - 入札量の上限は事前審査時に承認された「入札量上限」とします。なお複合商品の入札量上限は、取引会員のリソースの複合約定対象商品について、すべての商品の入札量上限に関する要件を満たしていただきます。
 - 単独発電機において複合市場商品と三次調整力②のいずれにも入札する場合、複合市場商品と三次調整力②の供出領域を重複させることはできません。このとき、複合市場商品と三次調整力②の供出可能量の下限値を一致させたくて複合市場商品については供出可能量の下限から上限の間で入札量を決定し、三次調整力②については供出可能量の上限から複合市場商品の供出可能量の上限との間で入札量を決定していただきます。
 - 複合市場商品に入札する場合、同一の時間帯において、同一の単独発電機または同一の各リスト・パターンを用いて、複合市場商品のうち、複数の商品区分に同時に入札することはできないものとします。ただし、同一単独発電機および同一各リスト・パターンにおいて異なる入札単価で分割して複合商品に入札する場合に、やむを得ず複数の商品区分に同時に入札するときはこの限りではありません。この場合、分割後の各商品の入札量合計が、各商品の供出可能量を上回らないようにする必要があります。
 - 取引会員が事業税相当額に収入割相当額を含む事業者の場合、 ΔkW の入札単価は、収入割相当額分を含めない単価を需給調整市場システムへ登録するものとします。
 - 複合市場商品における入札単価は、当面の間、市場運営者が商品区分ごとに公開する ΔkW 約定単価の上限価格（以下、「上限価格」といいます。）以下としていただきます。ただし、取引規程（需給調整市場）第44条（返還情報の登録）第1項(1)の場合は、入札単価から持ち下げ単価分を差し引いた単価が上限価格以下となるように需給調整市場システムに登録するものとします。
 - 市場運営者は、当面の間、実需給日に対応する2週間前までに、上限価格を商品区分ごとに公開します。
- ※1 約定に影響を与えないものの、運用検討が必要となるため、調整電力量料金に適用する単価の入力を別途お願いしております。（664スライドに記載。）
- ※2 持ち下げ単価分および起動費単価分は、652～657スライドを参照ください。

持ち下げ単価分・起動費単価分の登録がある場合における入札イメージ（複合市場商品）

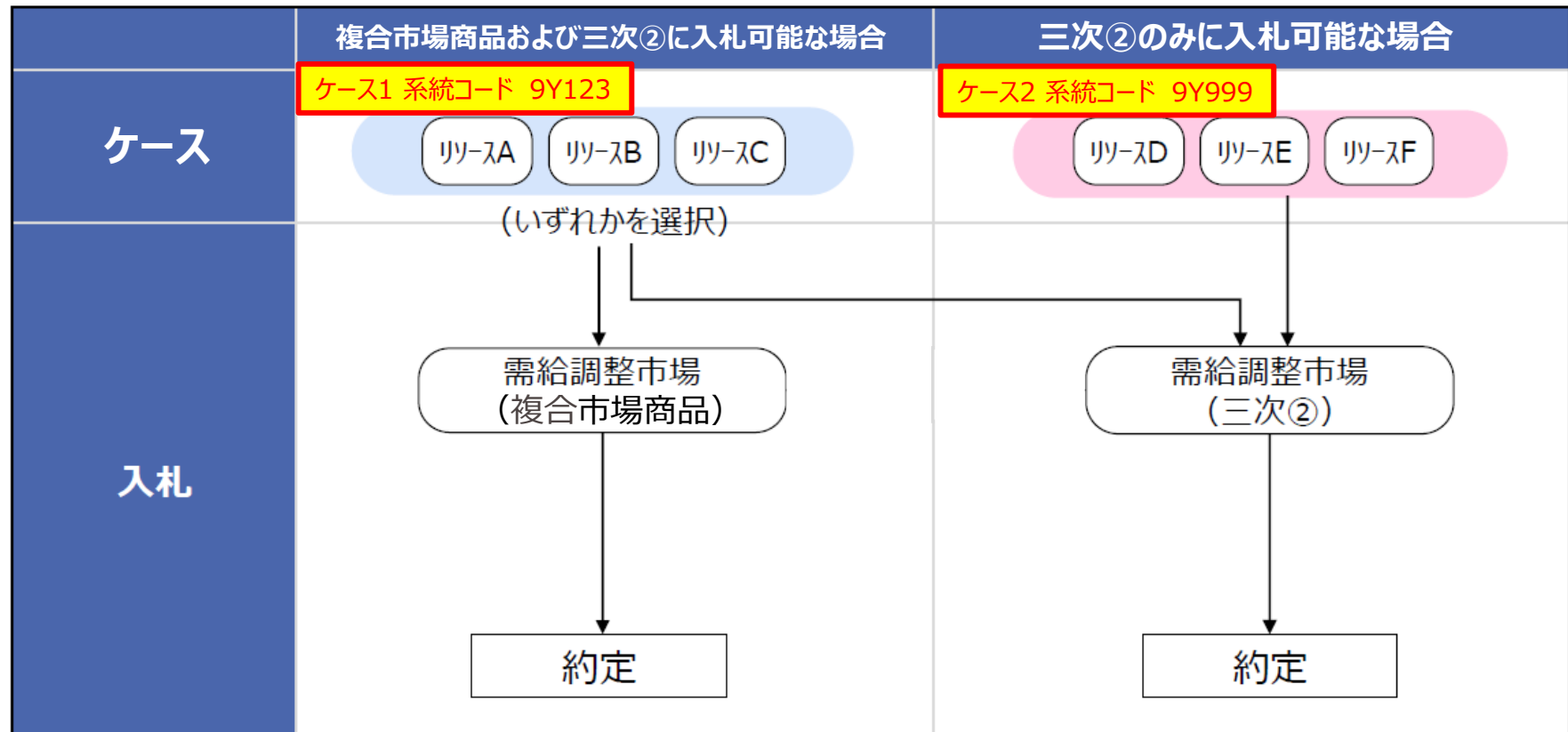
(円/ $\Delta kW \cdot 30$ 分)



入札単価から持ち下げ単価分を差し引いた単価が上限価格以下となるように需給調整市場システムに登録いただきます。

- 複合市場商品および三次調整力②に応札する場合、各リスト・パターンは商品ごとに管理します。
- 複合市場商品および三次調整力②に入札可能な各リスト・パターンは、同一の時間帯において、どちらか一方の市場にのみ入札できます。

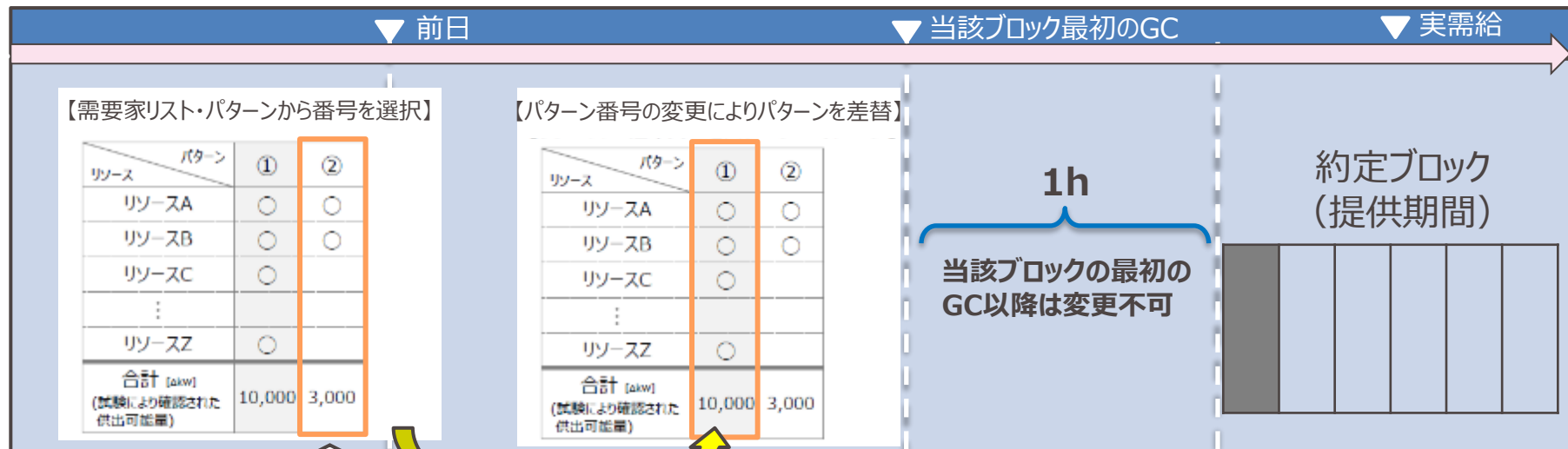
【複合市場商品および三次②への応札におけるパターン管理】



※複合市場商品と三次②のパターンにおいて相互でリソースが重複すると、同一時間帯で双方約定した場合に、そのリソースの応動が二重計上され、期待した応動が得られない可能性がある。さらに約定処理時のリソースの重複確認も複雑となることから、リソースの重複は不可とする。

- 各リスト・パターンでの入札は、事前に登録された各リスト・パターンから1つを選択して、その番号をもって入札していただきます。この時選択したパターン番号で特定されるリソース群を、本資料では「需要家リスト・パターン」「発電機リスト・パターン」「ネガポジリスト・パターン」と記載します。
- 同一の時間帯において、同一の系統コードに属する複数の各リスト・パターンを用いることはできません。
- 単独発電機または各リスト・パターンの差替えは、提供期間1コマ目のGCまで可能です。
- 差替え後の単独発電機または各リスト・パターンの $\Delta k W$ 約定単価は、差替え後の単独発電機または各リスト・パターンに応じた $\Delta k W$ 約定単価（関係規程類において望ましいとされる値。ただし、取引規程（需給調整市場）第62条（細目的事項）第5号に該当せず、約定した単独発電機または各リスト・パターンを経済合理的理由により差替えを実施した場合は、それによって生じた利益を2で除した値を差替え後の $\Delta k W$ 約定単価に含む値）となるよう変更する必要があります。
- ただし、差替え後の単独発電機または各リスト・パターンの $\Delta k W$ 約定単価が差替え前の $\Delta k W$ 約定単価を上回る場合は、差替え前の $\Delta k W$ 約定単価以下の値とする必要があります。

（例）需要家リスト・パターンの差替えの場合



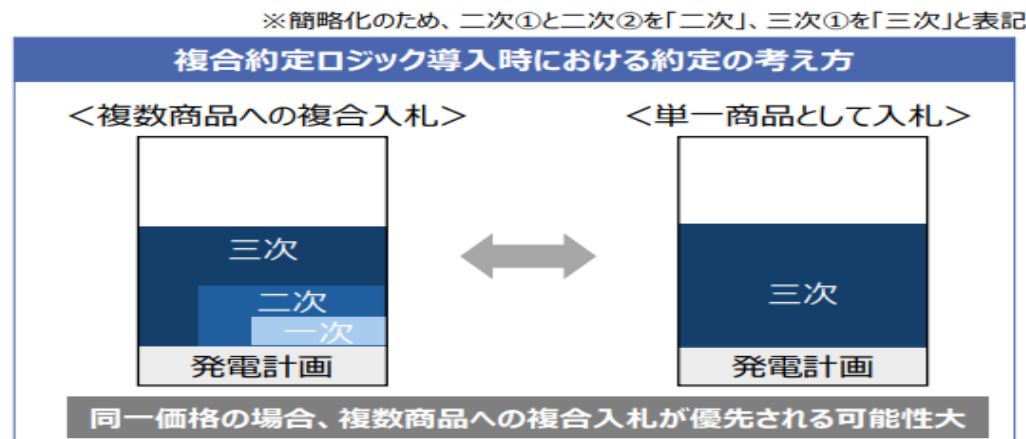
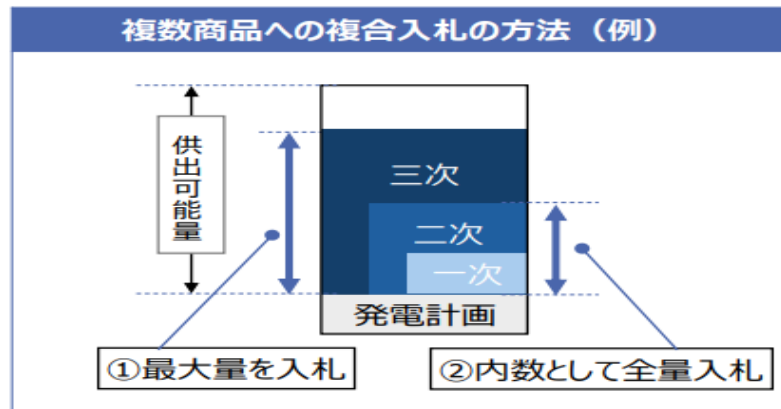
需要家リスト・パターンを一つ
選択して入札（約定）

GCまでは約定した供出量を下回らない範囲で需要家リスト・パターンの
変更が可能



取引規程 第5章 第31条、第7章 第36条

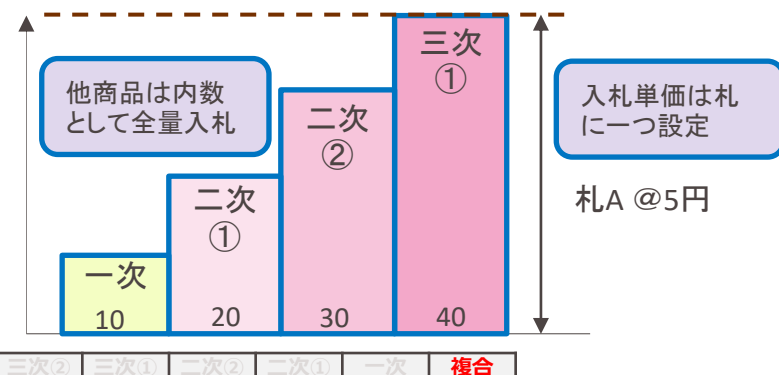
- 複合商品に入札する場合、原則として、当該単独発電機および各リスト・パターンにおける複合入札対象商品のうち入札量上限が最も大きな商品を入札し、他の商品はそれぞれを内数として全量入札していただきます。
- 複合商品に入札する場合、入札単価は一つとなります。（商品毎に単価を個別に設定できません）



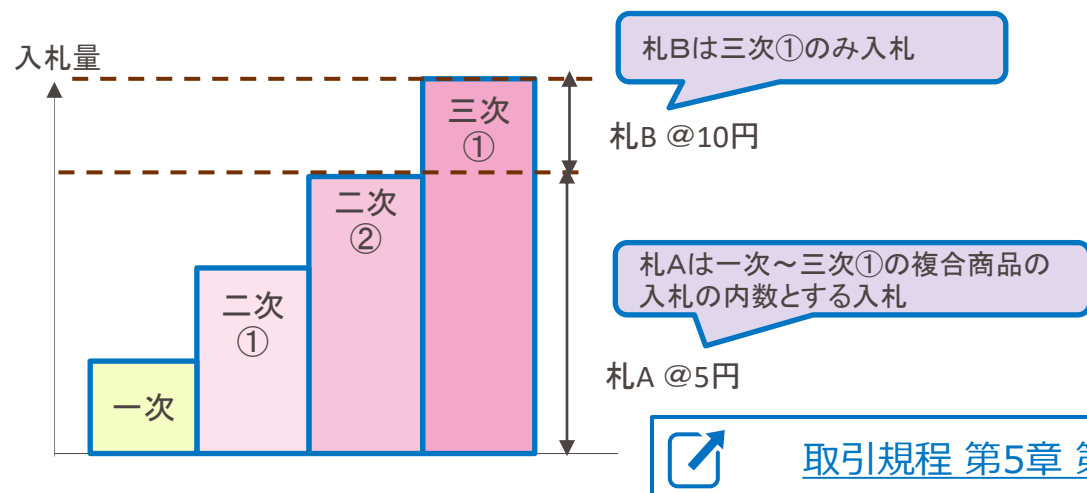
出所）第22回需給調整市場検討小委員会（2021.3.30）資料2をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2020/files/jukyu_shijyo_22_02.pdf

【全量入札例：三次調整力①を40入札する場合】

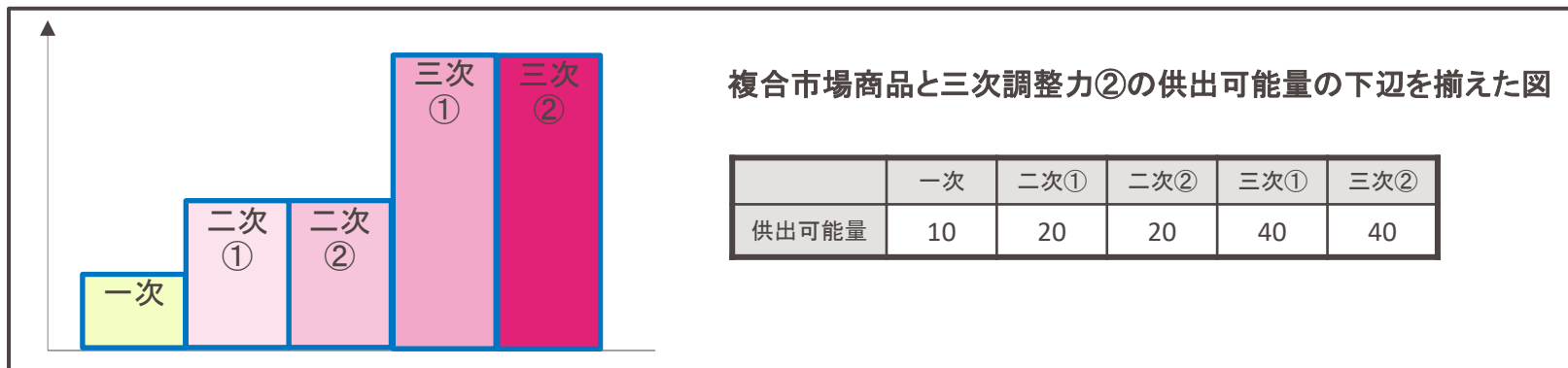
	一次	二次①	二次②	三次①
供出可能量	10	20	30	40



【やむを得ず複数の商品区分に同時に入札する場合】

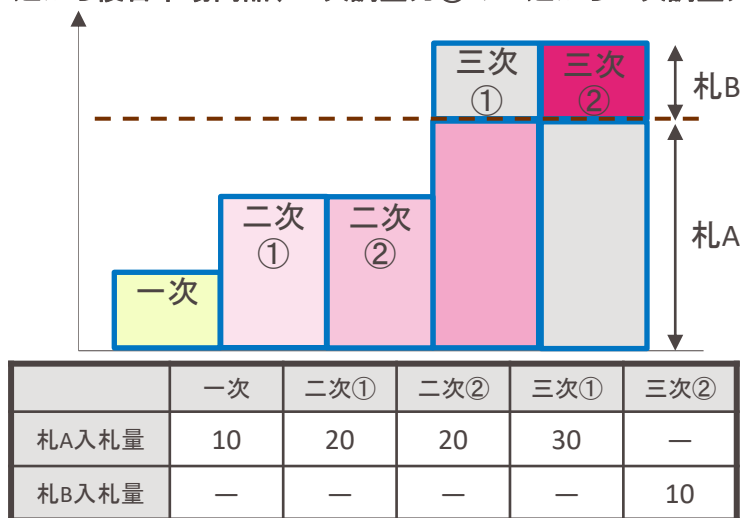


- 単独発電機において複合市場商品と三次調整力②のいずれにも入札する場合、複合市場商品と三次調整力②の入札領域を重複させることはできません。
- このとき、複合市場商品と三次調整力②の供出可能量の下辺を揃えた図に対し、下辺から複合市場商品の入札量を、三次調整力②の上辺から三次調整力②の入札量を決定していただきます。



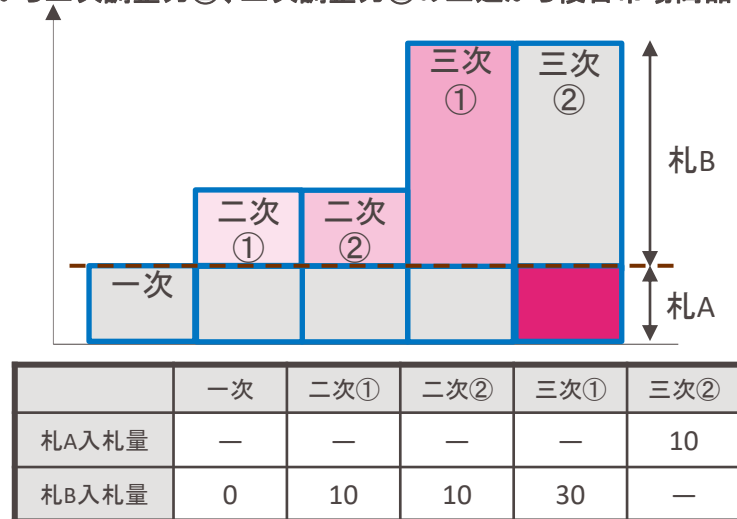
入札可能例

(下辺から複合市場商品、三次調整力②の上辺から三次調整力②を入札)

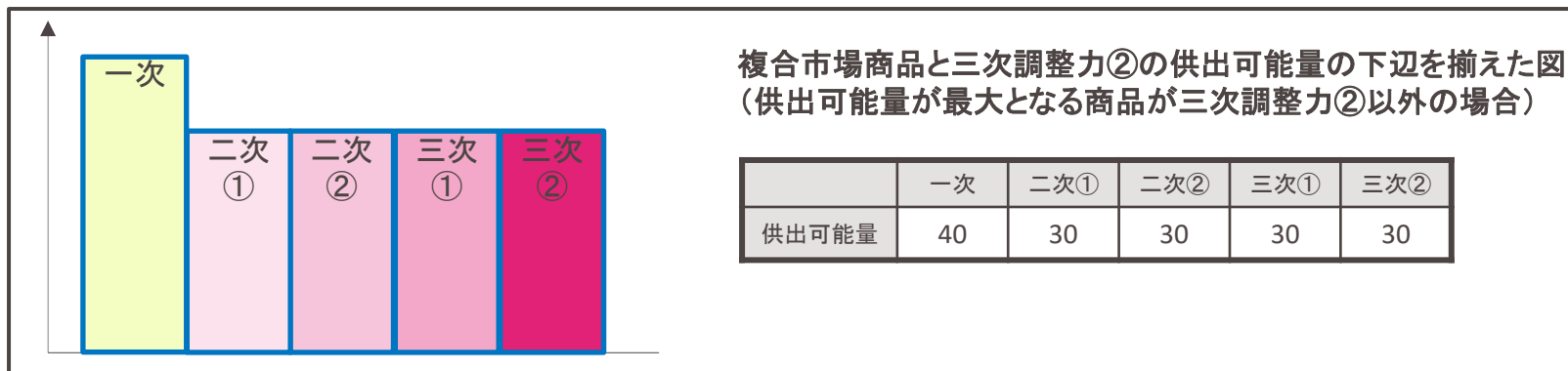


入札不可例

(下辺から三次調整力②、三次調整力②の上辺から複合市場商品を入札)

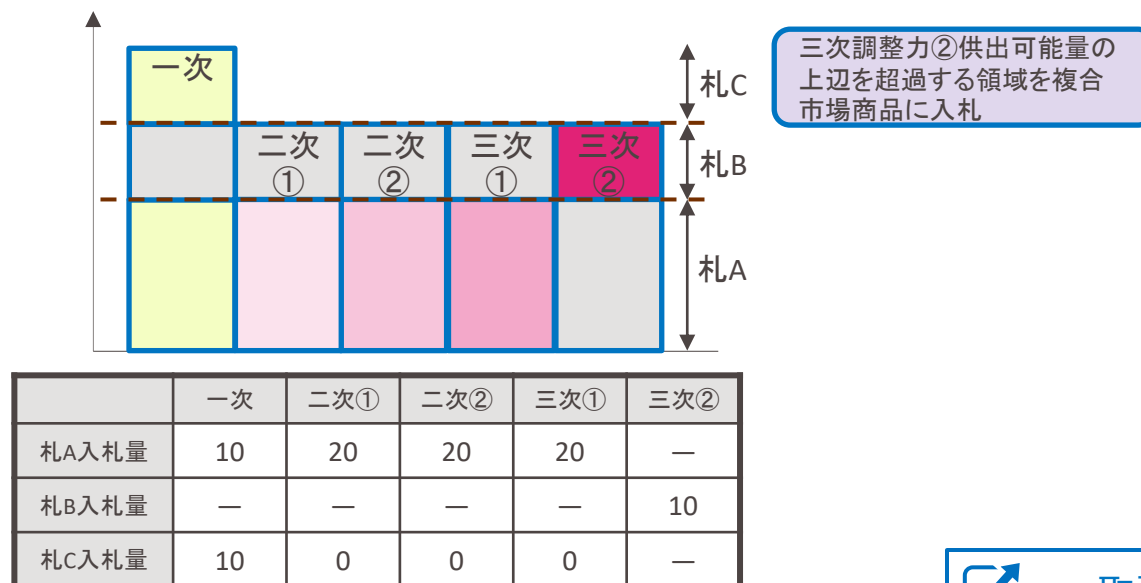


- 単独発電機において複合市場商品と三次調整力②のいずれにも入札する場合で、供出可能量が最大となる商品が三次調整力②以外の場合は、前ページの通り決定した入札量に加え、三次調整力②供出可能量の上辺を超過する領域も複合市場商品に入札いただけます。



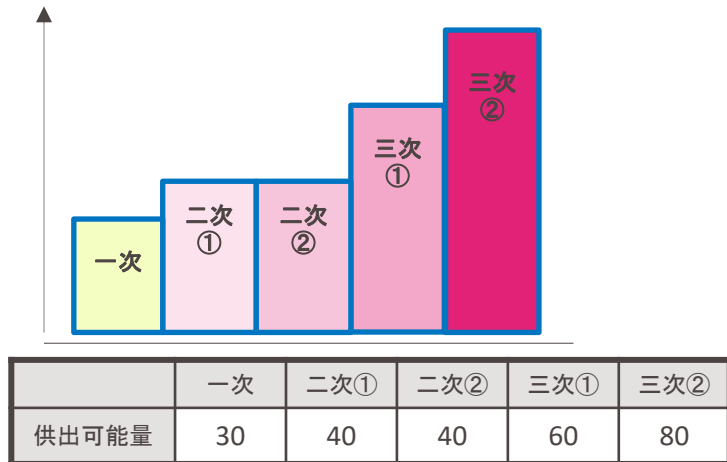
入札可能例

(下辺から複合市場商品、三次調整力②の上辺から三次調整力②を入札)



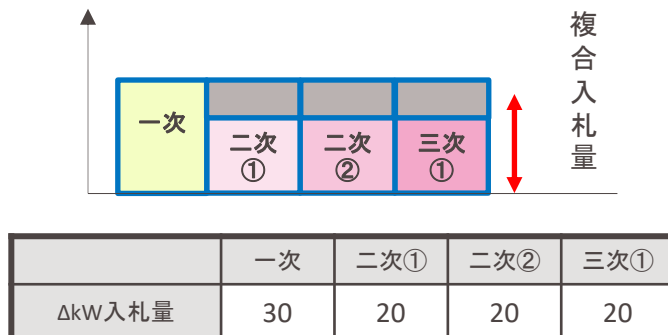
- 複合市場商品の入札において、一次調整力の予定入札量が最大の場合、G F 幅（定格出力外）を一次調整力の供出に活用することも可能です。
- なお、GF幅（定格出力外）分を考慮した三次調整力②に入札できる量は下図のとおりです。

【供出可能量・GF幅(定格出力外)】

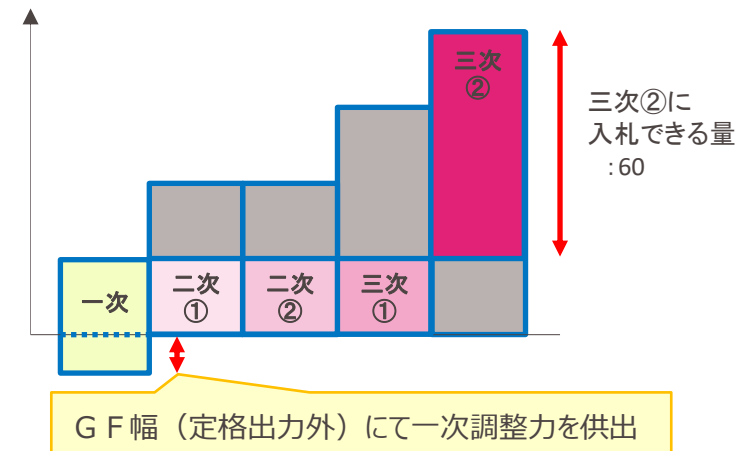


GF幅(定格出力外): 30

【複合市場商品の入札量】



【三次②に入札できる量】



三次②に入札できる量(60)
 = 三次②供出可能量(80) - 複合入札量(30)
 + GF幅(定格出力外)で一次調整力を供出できる量※
 (30-20=10)

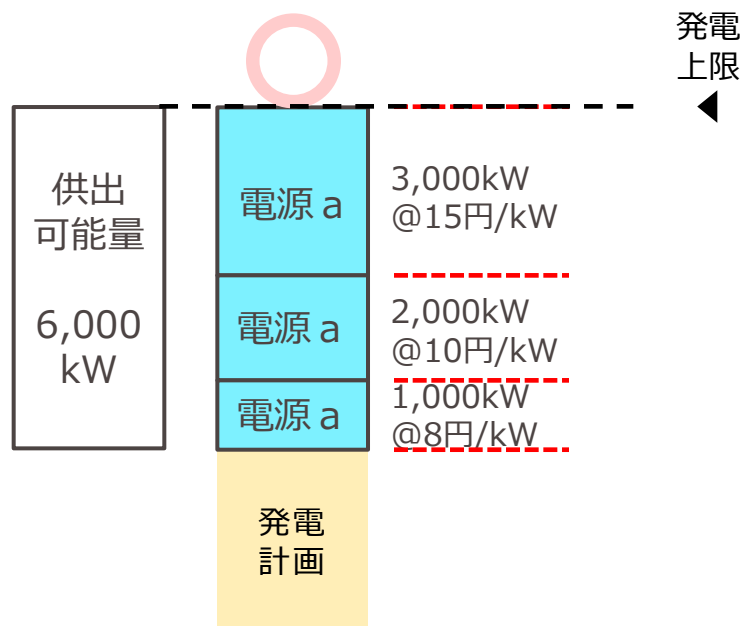
※GF幅(定格出力外)で一次調整力を供出できる量
 :「GF幅(定格出力外)」と「一次調整力の入札量から二次調整力①・二次調整力②または三次調整力①の入札量のうちの最も大きい入札量を差し引いた量」
 のいずれか小さい方



- 同一単独発電機および同一各リスト・パターンにおいて異なる入札単価で分割して入札することは可能です。
- ただし、同一の時間帯において、同一の系統コードに属する複数の各リスト・パターンを用いることはできません。

単独発電機の場合

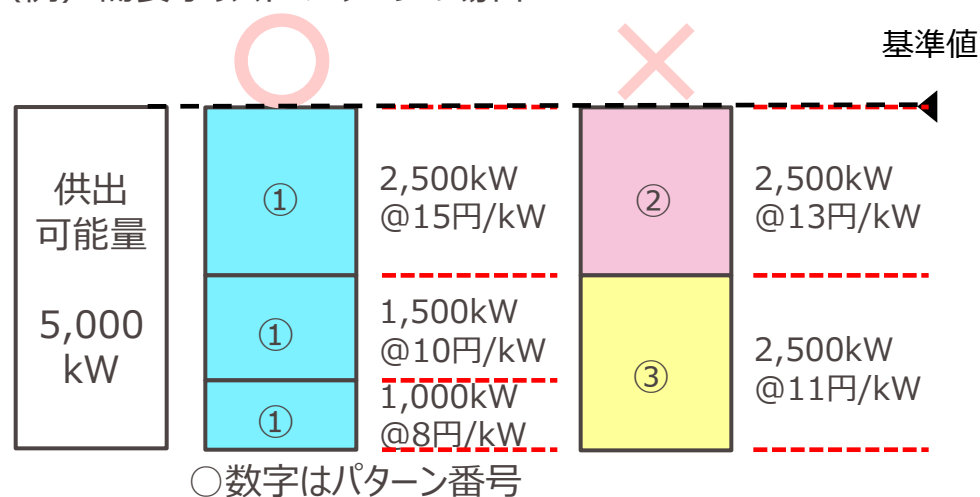
- ・同一単独発電機は複数の区分に分けた入札が可能です。



各リスト・パターンの場合

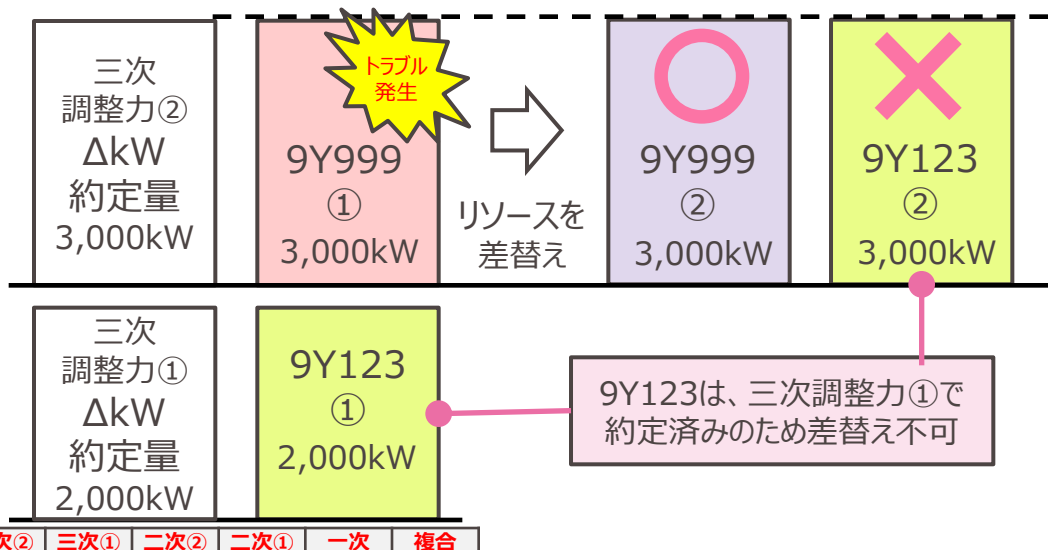
- ・同一各リスト・パターンは複数の区分に分けた入札が可能です。
- ・同一の時間帯において、同一の系統コードに属する複数の各リスト・パターンでは入札できません。

(例) 需要家リスト・パターンの場合



- 各リスト・パターンの差替えにおいて、以下のいずれかに該当する場合は、差替えを行うことはできません。
 - (1) 同一の時間帯において、同一の系統コードに属する複数の各リスト・パターンを用いること。
 - (2) 三次調整力②は、同一の時間帯において本市場に約定している各リスト・パターンの場合、当該各リスト・パターンの ΔkW 約定量（同一提供期間において複数約定しているときは、当該各リスト・パターンの ΔkW 約定量の合計値とする）を入札量上限から差し引いた量を超えて、当該各リスト・パターンを用いた差替えを行うこと。
 - (3) 複合市場商品は、同一の時間帯において本市場に約定している各リスト・パターンを用いるとき、当該各リスト・パターンの ΔkW 約定量（同一提供期間において複数約定している場合は、当該各リスト・パターンの ΔkW 約定量の合計値とする）および複合 ΔkW 約定量（同一提供期間において複数約定している場合は、当該各リスト・パターンの複合 ΔkW 約定量の合計値とする）を入札量上限から差し引いた量を超えて、当該各リスト・パターンを用いた差替えを行うこと。ただし、複合約定対象商品の ΔkW 約定量は差し引かない。
 - (4) 異なる商品区分に約定した各リスト・パターンの差替えを希望する場合で、差替え後の各リスト・パターンとして、差替え前の各リスト・パターンと同一時間帯の異なる商品に約定している各リスト・パターンを用いること。なお、入札期間中および約定処理中の各リスト・パターンに係る差替えは、当該各リスト・パターンが約定しているものと見なして扱う。
 - (5) 一次調整力において、監視方法がオンラインの場合、差替え先として、監視方法がオフラインのリソースを用いた差替えを行うこと。

(4) 三次調整力①②が同一ブロックで約定している時に、三次調整力②で約定した需要家リスト・パターン①にトラブルが発生した場合の差替え例



【需要家リスト・パターン例】

(三次調整力②のみ入札可)

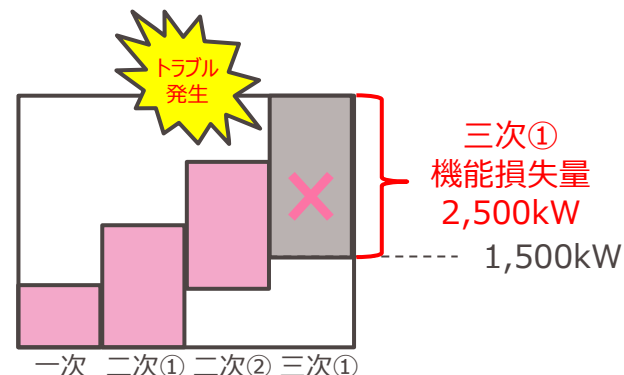
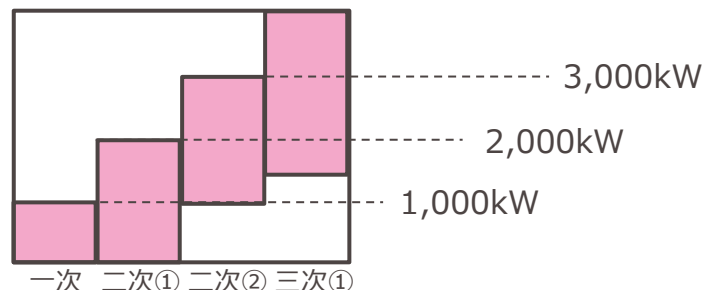
系統コード：9Y999		
需要家	パターン①	パターン②
A	○	
B	○	
C	○	
D		○
E		○

(三次調整力①②入札可)

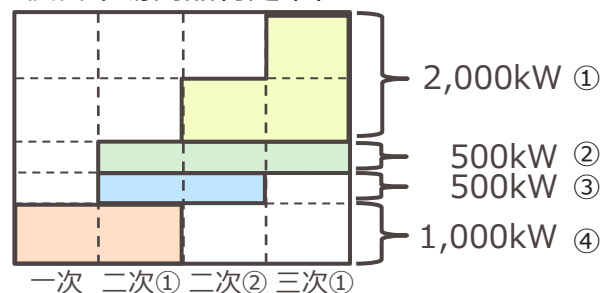
系統コード：9Y123		
需要家	パターン①	パターン②
F		○
G		○
H		○
I	○	
J	○	

- 複合商品の差替えを行う場合、取引会員は、同一種類の複合市場商品約定単位ごとに差替えを行うこととし、差替え後の複合約定対象商品ごとの $\Delta k W$ 約定量および複合 $\Delta k W$ 約定量は、それぞれ差替え前の複合約定対象商品ごとの $\Delta k W$ 約定量および複合 $\Delta k W$ 約定量と同一の値としていただきます。
- 同一種類の複合市場商品約定単位ごとに差替えを行う必要があることから、機能損失をしていない複合市場商品についても、差替え対象となる場合がございます。

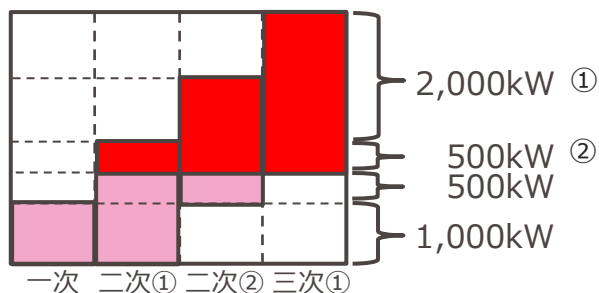
【複合商品における差替え例（単独発電機）】



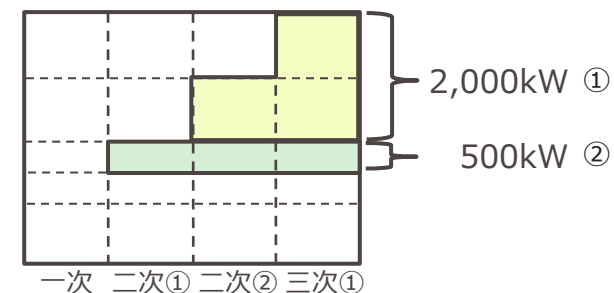
複合市場商品約定単位



<差替え対象>



<複合市場商品約定単位>



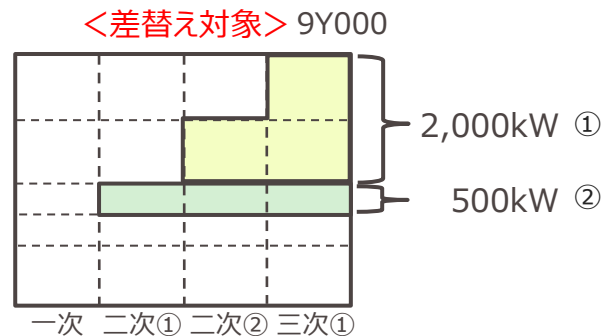
※同一種類の複合市場商品約定単位ごとに差替えを行う必要があることから、二次②、二次①についても、差替え対象となります。

次スライドへ

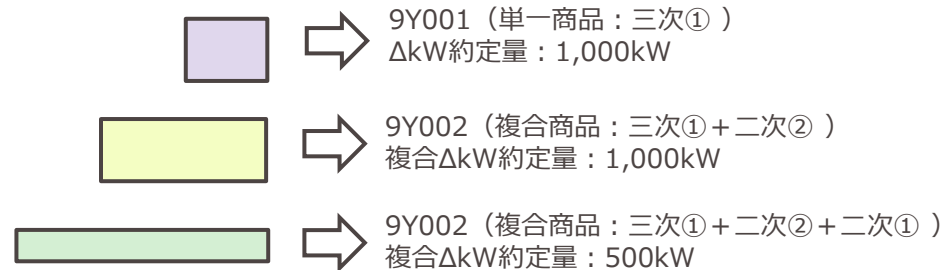


- 複合商品の差替えを行う場合、取引会員は、同一種類の複合市場商品約定単位ごとに差替えを行うこととし、差替え後の複合約定対象商品ごとの ΔkW 約定量および複合 ΔkW 約定量は、それぞれ差替え前の複合約定対象商品ごとの ΔkW 約定量および複合 ΔkW 約定量と同一の値としていただきます。
- 同一種類の複合市場商品約定単位ごとに差替えを行う必要があることから、機能損失をしていない複合市場商品についても、差替え対象となる場合がございます。

【複合商品における差替え例（単独発電機）】



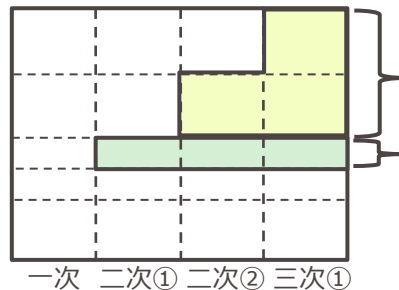
<差替え先リソース>



- 複合商品の差替えを行う場合、取引会員は、同一種類の複合市場商品約定単位ごとに差替えを行うこととし、差替え後の複合約定対象商品ごとの $\Delta k W$ 約定量および複合 $\Delta k W$ 約定量は、それぞれ差替え前の複合約定対象商品ごとの $\Delta k W$ 約定量および複合 $\Delta k W$ 約定量と同一の値としていただきます。
- 同一種類の複合市場商品約定単位ごとに差替えを行う必要があることから、機能損失をしていない複合市場商品についても、差替え対象となる場合がございます。

【複合商品における差替え例（単独発電機）】

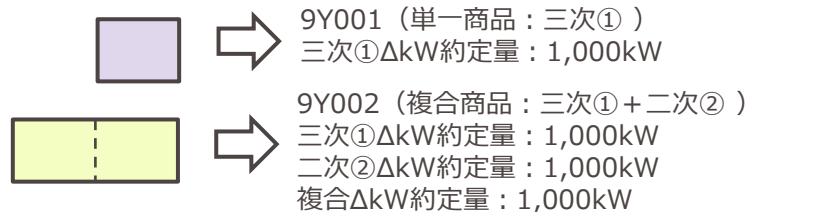
<差替え対象> 9Y000



- ①
三次① $\Delta k W$ 約定量：2,000kW
二次② $\Delta k W$ 約定量：1,000kW
複合 $\Delta k W$ 約定量：2,000kW
- ②
三次① $\Delta k W$ 約定量：500kW
二次② $\Delta k W$ 約定量：500kW
二次① $\Delta k W$ 約定量：500kW
複合 $\Delta k W$ 約定量：500kW

複合市場商品約定単位①の差替可能例

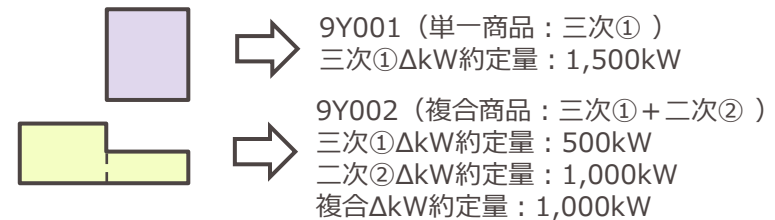
<差替え先リソース>



差替え後の複合 $\Delta k W$ 約定量が差替え前の複合 $\Delta k W$ 約定量と同一の値のため差替え**可能**

複合市場商品約定単位①の差替不可例

<差替え先リソース>



差替え後の複合 $\Delta k W$ 約定量が差替え前の複合 $\Delta k W$ 約定量と異なる値のため差替え**不可**

※差替え後リソースが単一商品となる場合、差替えを行った商品の $\Delta k W$ 約定量が当該リソースの複合 $\Delta k W$ 約定量となります。

2 - 5 . 約定

○約定

- 原則として実需給日の前日15時までに、約定処理を行います。
- Δ kWの調達費用が最小となるよう、以下のとおり約定します。
 1. Δ kWの入札単価の安いものから約定
 2. Δ kWの入札単価が同値の場合、経由する連系線が少ないものから約定
 3. 経由する連系線数が同値の場合、系統上優先されるエリアに連系しているものから約定
 4. 複合市場商品の約定処理後に三次調整力②の約定処理を実施する。

最小約定希望量、連系線の運用容量制約、一次調整力のオフライン枠の落札量上限制約または約定処理における計算収束状況等により、上記のとおりに約定しないことがあります。

- マルチプライスオークションのため、入札単価がそのまま約定単価となります。
- なお、需給調整市場システムに登録されているV1、V2の各単価は、約定の処理には影響しません。

○約定

- 当面の間、一次調整力（複合商品の入札内数に一次調整力を含む場合を含みます）は、以下の範囲ごとに広域調達します。
 - (1) 北海道電力ネットワーク株式会社の属地エリア
 - (2) 東北電力ネットワーク株式会社および東京電力パワーグリッド株式会社の属地エリア
 - (3) 中部電力パワーグリッド株式会社、北陸電力送配電株式会社、関西電力送配電株式会社、中国電力ネットワーク株式会社、四国電力送配電株式会社および九州電力送配電株式会社の属地エリア
- 当面の間、二次調整力①（複合商品の入札内数に二次調整力①を含む場合を含みます）は、属地エリアごとに調達し、連系線を経由した調達は行いません。
- 複合商品に入札した場合でも、単一商品のみ約定となることがあり、その場合、当該約定分は複合商品ではなく単一商品に約定したものとみなします。
- 当面の間、複合市場商品が上限価格を超える $\Delta k W$ 約定単価で約定した場合は、上限価格を超える $\Delta k W$ 約定単価で約定した価格から上限価格を差し引いた額を返還するものとする。ただし、取引規程（需給調整市場）第44条（返還情報の登録）第2項各号のいずれかまたは複数に該当する場合は、取引規程（需給調整市場）第44条（返還情報の登録）第3項にもとづく額を属地TSOへ返還するものとします。
- なお、複合商品に入札し、約定結果の通知が単一商品の場合においても複合商品における上限価格を適用します。

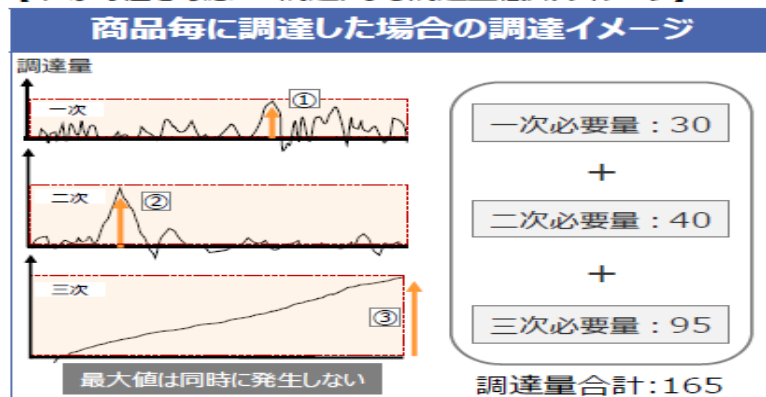
○約定の通知

- 約定した取引会員、および属地TSOに通知される内容は以下のとおりです。
（約定のなかった取引会員にも約定処理完了の通知を行います。）
 - ✓ 約定した単独発電機または各リスト・パターン
 - ✓ 単一商品の場合： ΔkW 約定量、 ΔkW 約定単価
 - ✓ 複合商品の場合：複合 $\Delta k W$ 約定量、 $\Delta k W$ 約定単価ならびに複合約定対象商品ごとの $\Delta k W$ 約定量および無効 $\Delta k W$ 約定量
 - ✓ 商品ブロック
 - ✓ 商品区分
 - ✓ 持ち下げ単価分および起動費単価分
- なお、この通知をもって取引が成立したものとし、取引会員には、以下の義務が生じます。
 - ✓ 提供期間において、 ΔkW 約定量の供出が可能な状態に維持すること
 - ✓ ΔkW 約定量の範囲内で属地TSOの指令に従うこと（一次調整力にのみ約定した場合は、周波数偏差を自端で検知したうえで ΔkW 約定量の範囲内で調整力を供出すること）

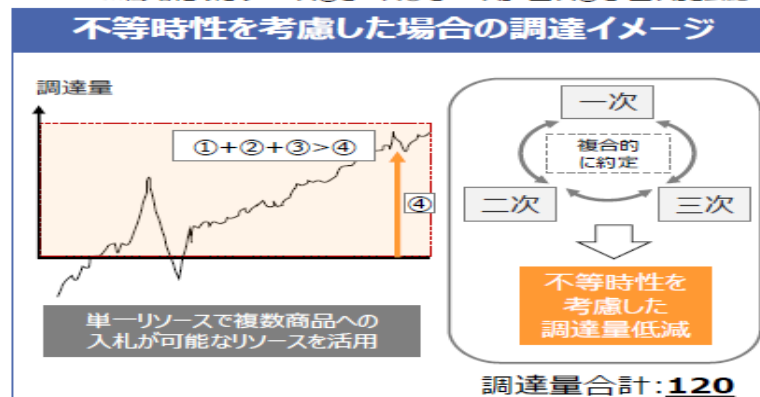


- 複合市場商品毎の必要量は最大となる時点は必ずしも同時に発生するものではなく、各商品の不等時性を考慮し、一次調整力から三次調整力①の合成値で算定すると整理されています。他方、不等時性を考慮して調達量合計を圧縮した場合であっても、各商品ごとにそれぞれ対応する事象が異なっていることから、商品ごとに必要な調整力の最大値を満たすよう調達することとしています。
- 上記を踏まえ、複合市場商品の場合、一次調整力、二次調整力①、二次調整力②および三次調整力①の合成値をもとに算出する必要量ならびに各商品の必要量をともに充足するように調達します。

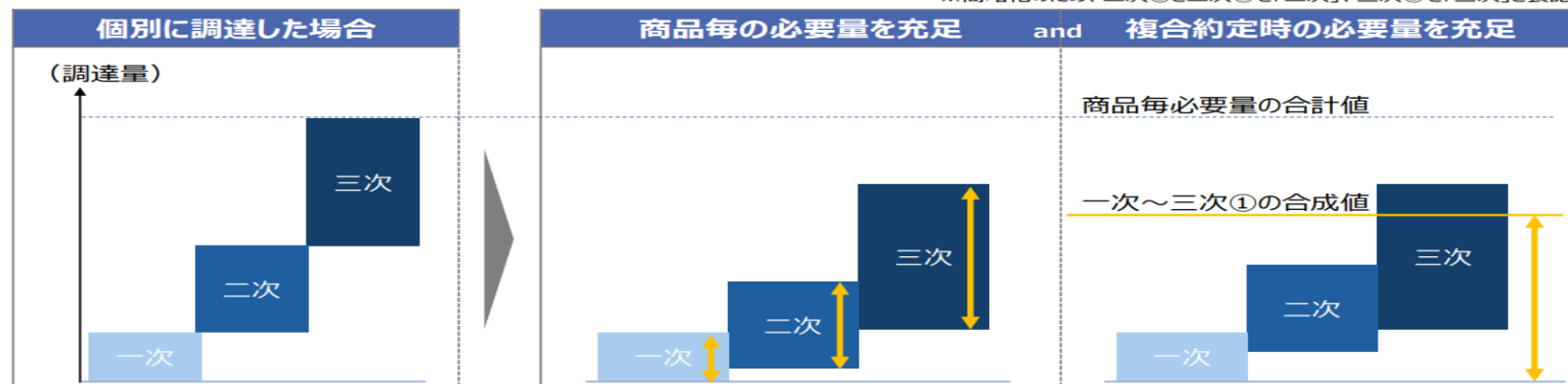
【不等時性を考慮した調達による調達量低減のイメージ】



※簡略化のため、二次①と二次②を「二次」、三次①を「三次」と表記

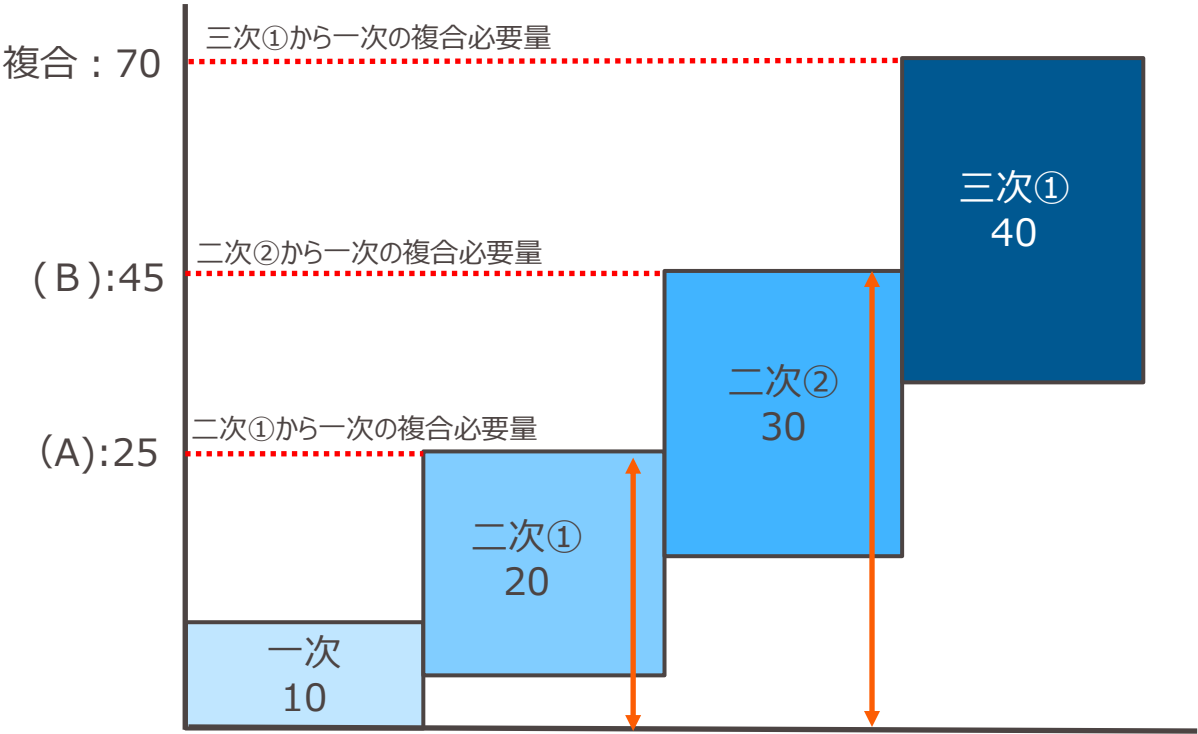


※簡略化のため、二次①と二次②を「二次」、三次①を「三次」と表記



- 属地TSOが登録する必要量は以下の区分に分けられます。なお、（A）および（B）に関して約定処理に関する参考値であり、取引会員が入札するにあたり考慮していただく必要はありません。

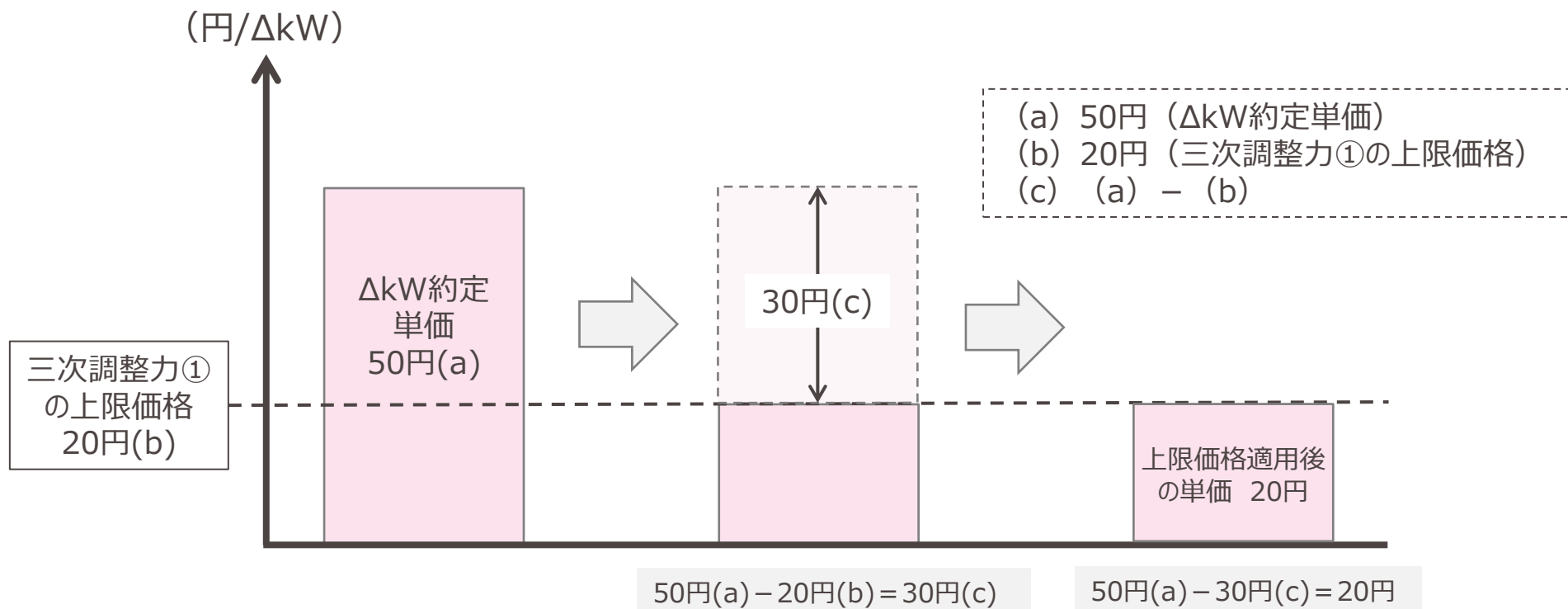
	一次	二次①	二次②	三次①	(参考) 二次①～一次※ ³ (A)	(参考) 二次②～一次※ ² (B)	複合※ ¹
調整力必要量	10	20	30	40	25	45	70



※ 1 三次調整力①から一次調整力の必要量の合成値
※ 2 二次調整力②から一次調整力の必要量の合成値
※ 3 二次調整力①から一次調整力の必要量の合成値

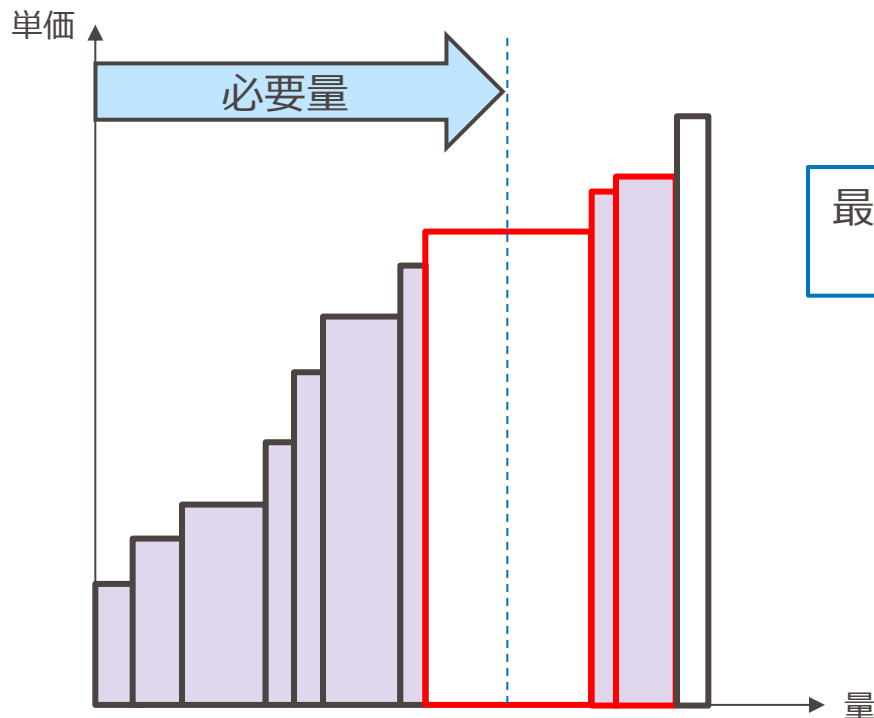
- $\Delta k W$ 約定単価が市場運営者が公表する上限価格を超えていた場合、約定した商品区分に応じて、上限価格を適用します。
- なお、複合商品で入札し、単独商品として約定した場合は、複合商品の上限価格を適用いたします。

三次調整力①で約定し、上限価格を超過していた場合の上限価格を適用するイメージ

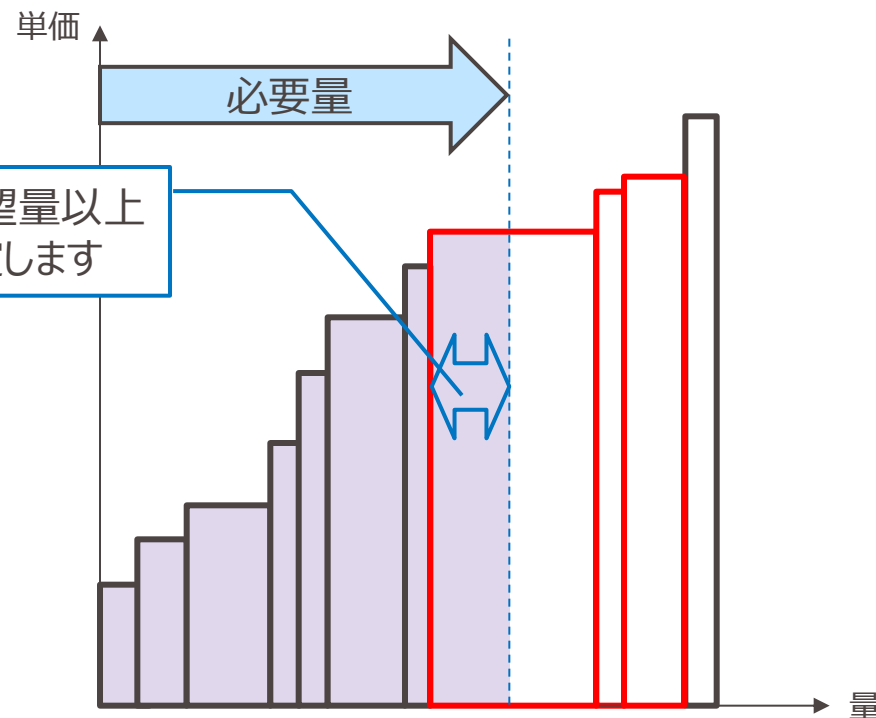


- 最小約定希望量とは、約定可能な最低 Δ kWを意味しております。
- 入札時点において登録していただく最小約定希望量は、入札量に対して落札量が少量となった場合に、リソースの特性によっては許容範囲内の制御が困難となることが考えられることから設けておりますが、必要量の残り未約定量との関係において、下図のように取り扱われます。
- 全量に限定した約定を希望される場合は、約定希望 Δ kWと最小約定希望量を同値にして入札してください。
- 約定希望 Δ kWに対して最小約定希望量が小さい場合、最小約定希望量を下限値として、部分約定となる場合があります。
- 複合商品に入札する場合の最小約定希望量は一つのみ入力することができます。

<全量約定を希望される入札であった場合>



<部分約定を希望される入札であった場合>

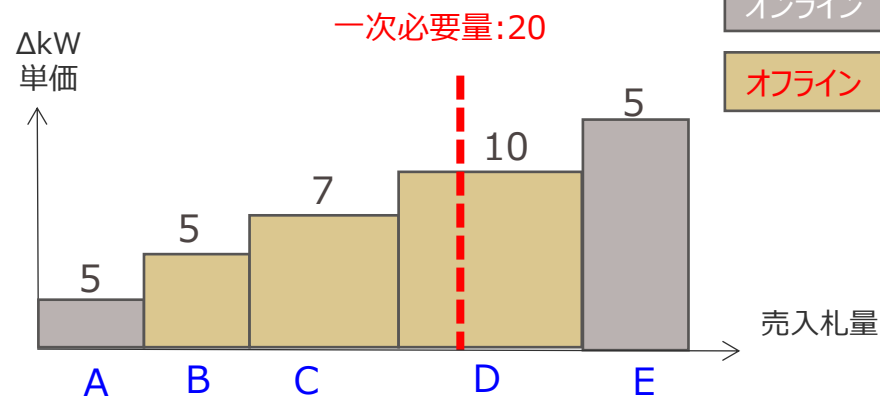


最小約定希望量以上の
量で約定します

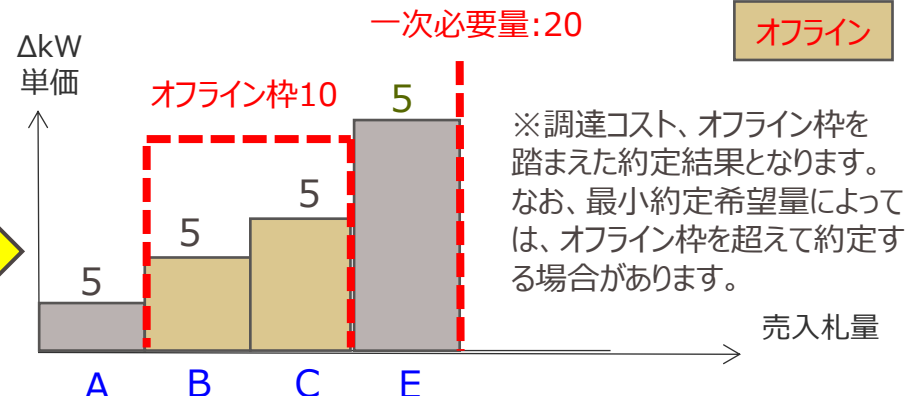


- 一次調整力では、専用線オンラインの他にオフラインリソースの入札も可能となっています。しかしオフラインリソースは使用状態をリアルタイムに確認することが困難であり、需給調整に与える影響を踏まえ、落札上限制約が設けられています。
- この制約により、以下のような約定ケースが発生する場合があります。

○一次調整力の入札状況



○オフライン枠10の場合の約定結果例



供出量	一次調整力	最小約定希望量	単価
札A	5	1	1円
札B (オフライン)	5	1	2円
札C (オフライン)	7	1	3円
札D (オフライン)	10	1	4円
札E	5	1	5円

約定量	一次調整力	単価
札A	5	1円
札B (オフライン)	5	2円
札C (オフライン)	7⇒5	3円
札D (オフライン)	10⇒0	4円
札E	5	5円

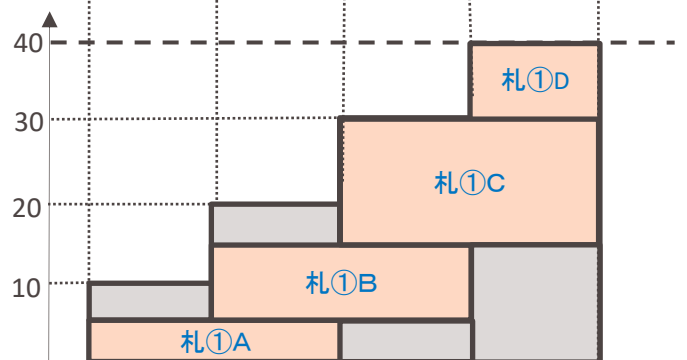


- 属地TSOの必要量に対する約定結果は以下の通り、各個別必要量および各合成必要量を充足するよう調達いたします。

	一次	二次①	二次②	三次①	(参考) 一次～二次① (A)	(参考) 一次～二次② (B)	複合
調整力必要量	10	20	30	40	25	45	70

札①：三次調整力①を40入札（全量入札）

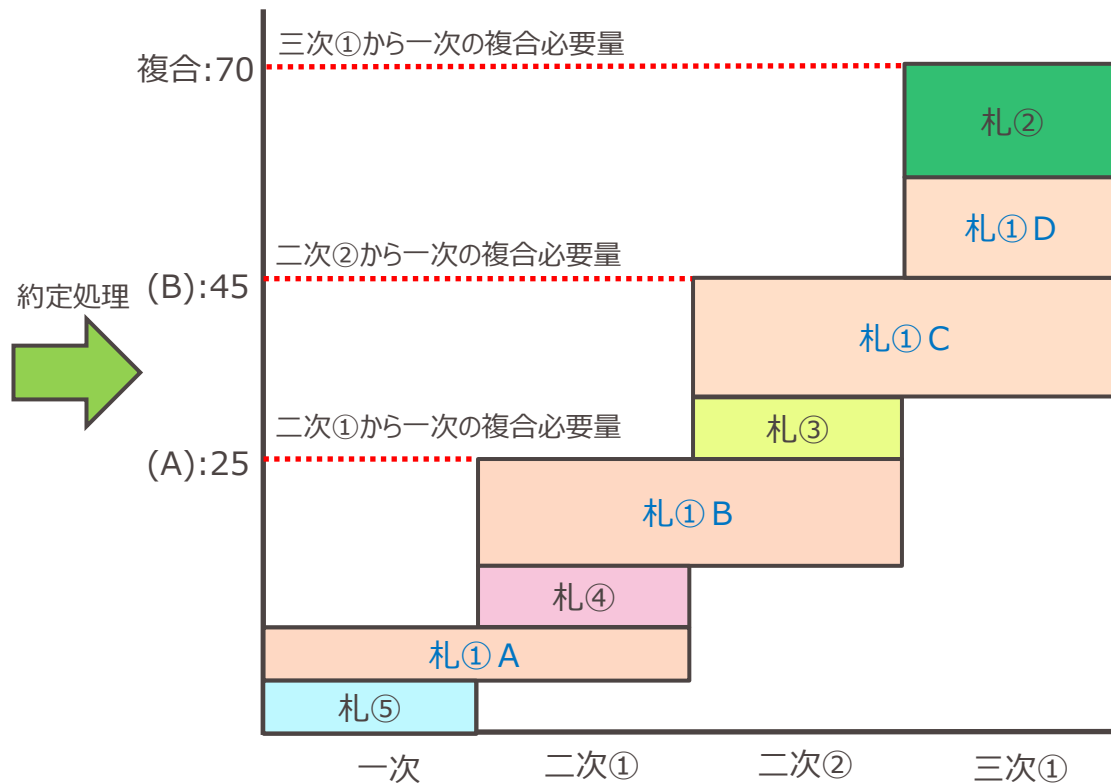
供出量	一次	二次①	二次②	三次①	単価
札①	10	20	30	40	1円



札②～⑤：単入札

供出量	一次	二次①	二次②	三次①	単価
札②				30	5円
札③			30		4円
札④		5			3円
札⑤	5				2円

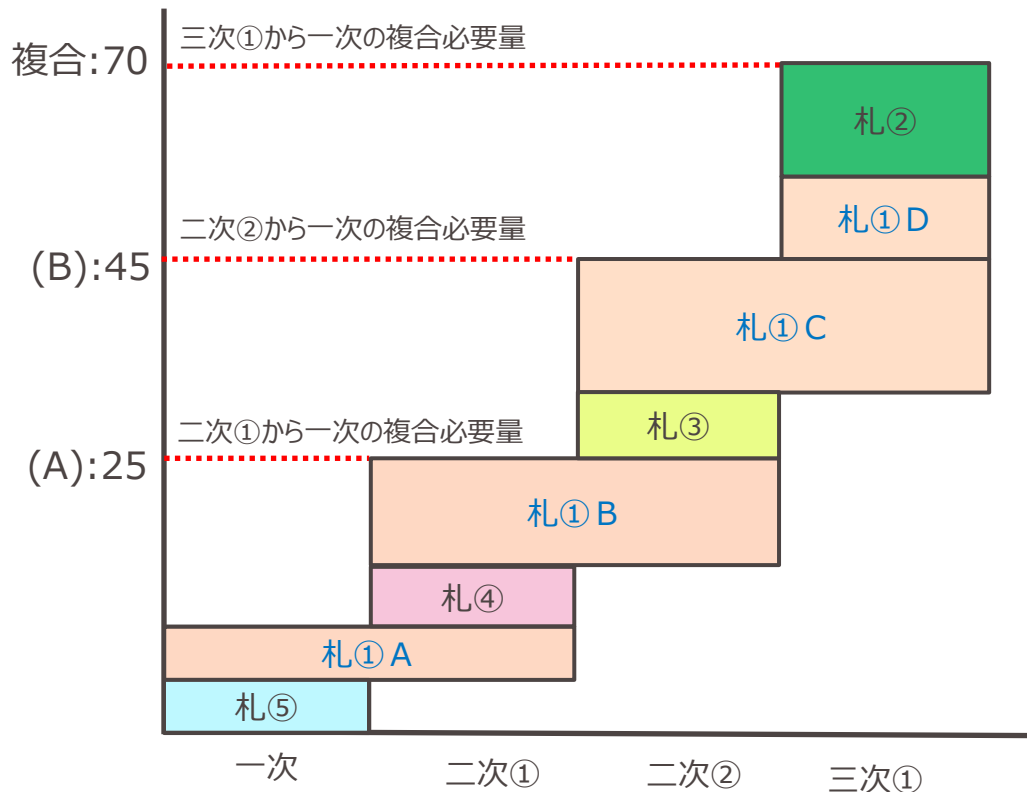
【約定結果イメージ】



- 複合市場商品の複合商品に入札した場合の約定結果は、複合市場商品約定単位で通知されます。

	一次	二次①	二次②	三次①	(参考) 一次～二次① (A)	(参考) 一次～二次② (B)	複合
調整力必要量	10	20	30	40	25	45	70

【約定結果イメージ】



【約定結果】複合市場商品約定単位で通知されます。

※ (A) および (B) は約定処理に関する参考値であり約定結果として通知されることはありません。

札②	一次	二次①	二次②	三次①	複合
	0	0	0	15	15
札①D	一次	二次①	二次②	三次①	複合
	0	0	0	10	10
札①C	一次	二次①	二次②	三次①	複合
	0	0	15	15	15
札③	一次	二次①	二次②	三次①	複合
	0	0	5	0	5
札①B	一次	二次①	二次②	三次①	複合
	0	10	10	0	10
札④	一次	二次①	二次②	三次①	複合
	0	5	0	0	5
札①A	一次	二次①	二次②	三次①	複合
	5	5	0	0	5
札⑤	一次	二次①	二次②	三次①	複合
	5	0	0	0	5
<合計>	一次	二次①	二次②	三次①	複合
	10	20	30	40	70

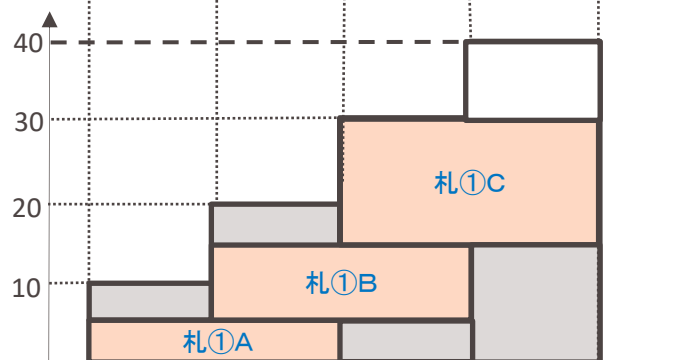


- 複合入札の単価が、単一入札より高い場合の約定結果は以下の通り。

	一次	二次①	二次②	三次①	(参考) 一次～二次① (A)	(参考) 一次～二次② (B)	複合
調整力必要量	10	20	30	40	25	45	70

札①：三次調整力①を40入札（全量入札）

供出量	一次	二次①	二次②	三次①	単価
札①	10	20	30	40	6円



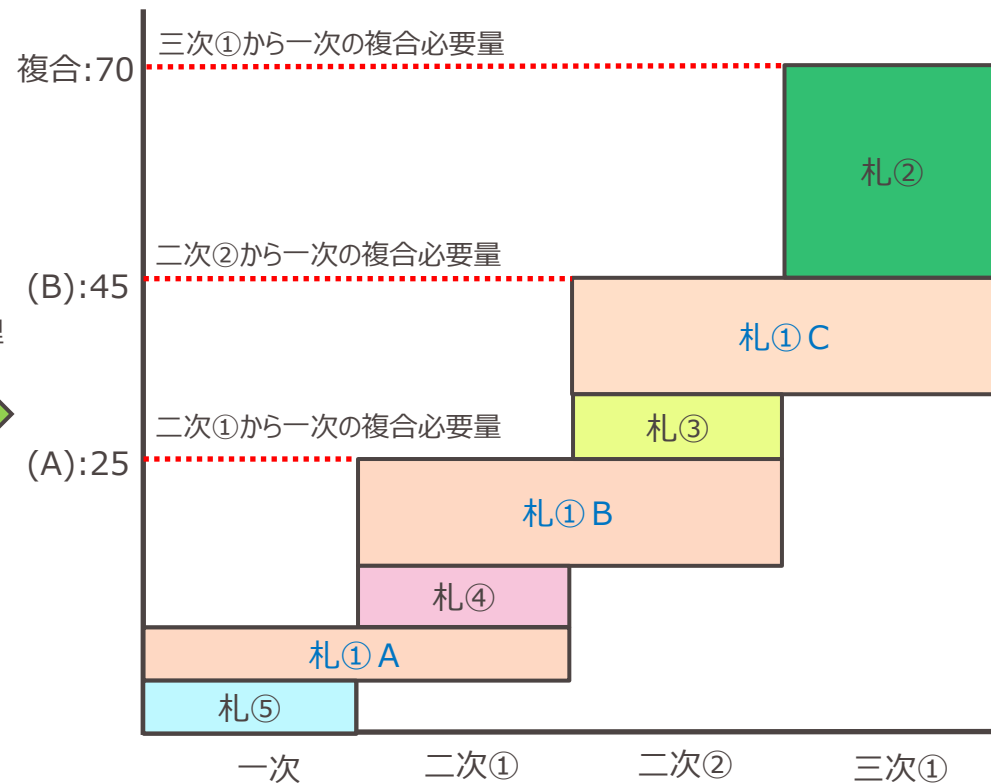
約定処理



札②～⑤：単一入札

供出量	一次	二次①	二次②	三次①	単価
札②				30	5円
札③			30		4円
札④		5			3円
札⑤	5				2円

【約定結果イメージ】



2－6．発電販売計画および基準値計画の提出方法（共通）

- ΔkW のアセスメントおよび調整電力量の算定を実施するために各種計画を提出いただきます。
- 詳細については、商品区分に応じた別冊（発電販売計画および基準値計画の提出方法）を参照ください。

	参照する取引規程別冊
三次調整力②に約定した場合	取引規程別冊（三次調整力②）※1
三次調整力①に約定した場合	取引規程別冊（三次調整力①）※2
二次調整力②に約定した場合	取引規程別冊（二次調整力②）※3
二次調整力①に約定した場合	取引規程別冊（二次調整力①）※4
一次調整力に約定した場合	取引規程別冊（一次調整力）※5
複合商品に約定した場合	取引規程別冊（複合約定）（詳細は次スライドを参照）

- ※1 余力活用に関する契約において、三次調整力②に相当する機能以外で契約を締結している場合は、または余力活用に関する契約を締結していない場合で同一リソースが同一提供期間に他の商品区分に約定しているときは、取引規程別冊（複合約定）第34条（計画等の提出）のとおりとします。
- ※2 余力活用に関する契約において、三次調整力①に相当する機能以外で契約を締結している場合は、または余力活用に関する契約を締結していない場合で同一リソースが同一提供期間に他の商品区分に約定しているときは、取引規程別冊（複合約定）第34条（計画等の提出）のとおりとします。
- ※3 余力活用に関する契約において、二次調整力②に相当する機能以外で契約を締結している場合は、または余力活用に関する契約を締結していない場合で同一リソースが同一提供期間に他の商品区分に約定しているときは、取引規程別冊（複合約定）第34条（計画等の提出）のとおりとします。
- ※4 余力活用に関する契約において、二次調整力①に相当する機能以外で契約を締結している場合は、または余力活用に関する契約を締結していない場合で同一リソースが同一提供期間に他の商品区分に約定しているときは、取引規程別冊（複合約定）第34条（計画等の提出）のとおりとします。
- ※5 余力活用に関する契約において、一次調整力に相当する機能以外で契約を締結している場合は、または余力活用に関する契約を締結していない場合で同一リソースが同一提供期間に他の商品区分に約定しているときは、取引規程別冊（複合約定）第34条（計画等の提出）のとおりとします。

2-6. 発電販売計画および 基準値計画の提出方法（2/5）

312

- ΔkW のアセスメントおよび調整電力量の算定を実施するために各種計画を提出いただきます。
- 詳細については、商品区分に応じた別冊（発電販売計画および基準値計画の提出方法）を参照ください。

【複合商品に約定した場合】

(1) 同一リソースが同一提供期間において複合約定対象商品に一次調整力を含む場合（一次調整力と一次調整力以外の商品区分で約定している場合を含む）または余力活用に関する契約において、一次調整力に相当する機能で契約を締結している場合

Yes

取引規程別冊（一次調整力）第34条（計画等の提出）第1項のとおりとします。
ただし、単独発電機の場合で、出力調整指令（数値指令）のときは、取引規程別冊（一次調整力）第34条第1項(1)にかかわらず、属地周期発電計画電力計画および1分発電計画電力計画を提出する必要はないものとします。

No

(2) (1)以外の場合で、同一リソースが同一提供期間において複合約定対象商品に二次調整力①を含む場合（二次調整力①と二次調整力①以外の商品区分で約定している場合を含む）または余力活用に関する契約において、二次調整力①に相当する機能で契約を締結している場合

Yes

取引規程別冊（二次調整力①）第34条（計画等の提出）第1項のとおりとします。ただし、単独発電機の場合で、出力調整指令（数値指令）のときは、取引規程別冊（二次調整力①）第34条第1項(1)にかかわらず、属地周期発電計画電力計画および1分発電計画電力計画を提出する必要はないものとします。

No

(3) (1)および(2)以外の場合

取引規程別冊（二次調整力②）第34条（計画等の提出）第1項のとおりとします。



2-6. 発電販売計画および 基準値計画の提出方法（3 / 5）

313

- 各リスト・パターンを用いる場合は、「属地エリアごと」、「商品区分ごと」、「基準値の設定方法ごと」に、原則として1系統コードを取得のうえ、マスタパターンを登録していただきます。
- 1系統コードを取得したマスタパターンにもとづく各リスト・パターンはそれぞれ最大499通り登録できます。※
- なお、異なる系統コードに属するパターン間および単独発電機とネガポジリスト・パターンの間でリソースを重複して登録することはできません。

※ 余力活用契約を締結しているマスタパターンで系統コードを取得している場合、機器点で入札するリソースを含むマスタパターンについては、当該系統コードとは別の1系統コードを取得のうえ登録する必要があります。

取引会員	エリア	リスト・パターン種別	商品区分	基準値設定方法	各リスト・パターン登録可能数
取引会員 A	エリア A	発電機 リスト・パターン ・ 需要家 リスト・パターン ・ ネガポジリスト・パターン 共通	三次調整力②	事前予測型 ・ 直前計測型	最大499パターン
			三次調整力①		最大499パターン
			二次調整力②		最大499パターン
			二次調整力①		最大499パターン
			一次調整力	事前予測型 ・ 直前計測型 ・ 逐次計測型 共通	最大499パターン
	エリア B	⋮			
取引会員 B	エリア A	⋮			

※ 複数の商品区分に入札可能なリスト・パターンの場合は、「商品区分の組み合わせごと」に系統コードを取得し、登録可能。



取引規程 第2章 第19条

2-6. 発電販売計画および 基準値計画の提出方法（4 / 5）

314

- 異なる系統コードおよび異なる商品区分に属する各リスト・パターンの中で、リソースを重複して登録することはできません。

【登録できない場合の具体例】

三次調整力①②が供出可能なリソース リソース：A、B、C、D

系統コード	三次調整力① 各リスト・パターン	所属リソース
9Y1 2 3	①	A、B、C、D
9Y1 2 3	②	C、D
9Y1 2 3	③	A
9Y1 2 3	④	B
9Y1 2 3	⑤	C

三次調整力②のみ供出可能なリソース リソース：E、F、G、H、I、J

系統コード	三次調整力② 各リスト・パターン	所属リソース
9Y9 9 9	①	E、F、G、H、I、J
9Y9 9 9	②	E、F、G、H
9Y9 9 9	③	A、B、E、F
9Y9 9 9	④	C、E、F、G
9Y9 9 9	⑤	C、H、I、J
9Y9 9 9	⑥	H、I、J

- ・9Y9 9 9の各リスト・パターン③は、9Y1 2 3の各リスト・パターン①、③、④のリソースと重複があるため、登録できません。
- ・9Y9 9 9の各リスト・パターン④、⑤は、9Y1 2 3の各リスト・パターン①、②、⑤と重複があるため、登録できません。



2-6. 発電販売計画および 基準値計画の提出方法（5 / 5）

315

- 余力活用に関する契約を締結している場合で、同一の時間帯に需給調整市場で約定している場合に余力提供計画におけるパターン番号と需給調整市場における約定したパターン番号、商品区分に応じた各種計画のパターン番号が相違しているときは、需給調整市場の商品区分に応じた各種計画のパターン番号を用います。
- ただし、需給調整市場において、約定しているパターン番号と商品区分に応じた各種計画に記載されているパターン番号が異なる場合は、商品区分に応じた各種計画が提出されなかったものとしします。

【パターン番号の相違イメージ】

以下のイメージの場合、パターン番号①を用いることとします。

パターン 番号	需給調整市場		余力活用に関する契約	
	基準値計画 パターン番号	約定 パターン番号	基準値計画 パターン番号	余力提供計画 パターン番号
①	●	●	●	
②				●
③				

以下のイメージの場合、当該約定した商品ブロックについて基準値計画が提出されなかったものとしします。

パターン 番号	需給調整市場		余力活用に関する契約	
	基準値計画 パターン番号	約定 パターン番号	基準値計画 パターン番号	余力提供計画 パターン番号
①	●		●	
②		●		
③				●

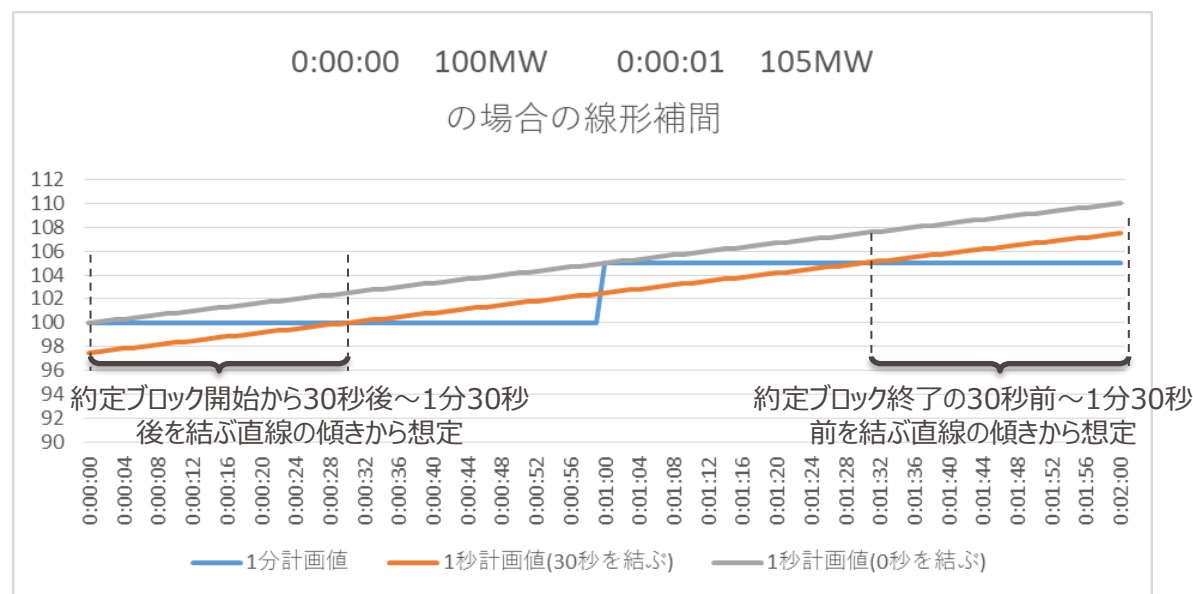


- TSOが行う1分発電計画電力の1秒発電計画電力への線形補間は、以下の通り行います。

<線形補間のイメージ>

- 30秒の値（中央値）を事業者から受領した値として、中央値～次の中央値で線形補間を実施する。
（例：0～1分；100kW、1～2分200kWの場合、30秒の値を100、1分30秒の値を200と直線を引いて、1秒ごとに点を打つ）
- 約定ブロックの開始直後の30秒間および終了直前の30秒間については、直近の線形補間直線の傾きで近似する。

	1分計画値	1秒計画値
0:00:00	100	97.5
0:00:01	100	97.58333
0:00:02	100	97.66667
⋮	⋮	⋮
0:00:29	100	99.91667
0:00:30	100	100
0:00:31	100	100.0833
⋮	⋮	⋮
0:00:59	100	102.4167
0:01:00	105	102.5
0:01:01	105	102.5833
⋮	⋮	⋮
0:01:29	105	104.9167
0:01:30	105	105
0:01:31	105	105.0833
⋮	⋮	⋮



- 需要リソースにおける基準値計画提出においては、以下の内訳単位に基づき作成いただきます。

リソース 区分	基準値計画	参入点	受電 電圧	受電点の発電量 供給契約の有無 （受電電圧が 低圧の場合）	内訳単位
需要 リソース	高圧受電点基準値	受電点	高圧 以上	－	所属小売電気事業者 コード単位
	低圧受電点基準値	受電点	低圧	有	所属小売電気事業者 コードおよび 所属発電BGコード単位
				無	所属小売電気事業者 コード単位
	高圧機器点基準値（アセス用） ・ 高圧機器点基準値 （調整電力量用・機器端）	機器点	高圧 以上	－	機器点単位
	低圧機器点基準値	機器点	低圧	有	所属小売電気事業者 コードおよび 所属発電BGコード単位
				無	所属小売電気事業者 コード単位

※ ネガポジ型リソースを用いる場合、322スライドの発電リソース分を組み合わせのうえ提出・登録いただきます。

- 需要リソースにおける基準値計画提出においては、以下の内訳単位に基づき作成いただきます。

リソース 区分	基準値計画	参入点	受電 電圧	受電点の発電量 供給契約の有無 （受電電圧が 低圧の場合）	内訳単位
需要 リソース	直前計測型基準値内訳実績	受電点	高圧 以上	—	所属小売電気事業者 コード単位
		受電点	低圧	有	所属小売電気事業者 コードおよび 所属発電BGコード単位
				無	所属小売電気事業者 コード単位
		機器点	高圧 以上	—	現時点において 参入不可
		機器点	低圧	有	所属小売電気事業者 コードおよび 所属発電BGコード単位
				無	所属小売電気事業者 コード単位

※ ネガポジ型リソースを用いる場合、322スライドの発電リソース分を組み合わせのうえ提出・登録いただきます。



- 需要リソースにおける各基準値計画内訳の記載イメージについては、以下のとおり。

＜基準値計画入力支援ツール記載イメージ＞

基準値計画入力支援ツール

小売電気事業者変更

基準値XML読込

基準値XML出力

XMLファイル妥当性検証

入力データ編集・保存

終了(上書保存)

対象年月日	読込ファイル名	
対象各リスト・パターン	001	出力先
保存済み各リスト・パターン		
	コード	基本情報
情報区分	0132	基準値計画(三)
提出先事業者		
送信者		
アラウター・ジョイント・ネットワークコード		
運用モード	通常	属地・周期
採用		
時刻コード	Y7	Y8
時間帯	23:00～23:30	23:30～24:00

[簡易版]

基準値内訳	小売電気事業者コード	低圧発電BGコード	基準値(kWh)
1	AAAA1		500
2	BBBB1		700
3	BBBB1	XXXX1	1,300

NG

基準値内訳	小売電気事業者コード	低圧発電BGコード	基準値(kWh)
1	AAAA1		500
2	BBBB1		300
3	BBBB1		400
4	BBBB1	XXXX1	600
5	BBBB1	XXXX1	700

基準内内訳	合計基準値 = Σ 基準値内訳				合計基準値(kWh)
小売電気事業者	小売電気事業者コード	小売電気事業者名称	低圧発電BGコード	低圧発電BG名称	基準値(kWh)
1					(小売電気事業者・低圧発電BG計)
2					(小売電気事業者・低圧発電BG計)
3					(小売電気事業者・低圧発電BG計)
4					(小売電気事業者・低圧発電BG計)
5					(小売電気事業者・低圧発電BG計)

- 需要リソースにおける各基準値計画内訳の記載イメージについては、以下のとおり。

＜機器点計画入力支援ツール記載イメージ＞

低圧機器点基準値計画

入力シートへ移動

小売電気事業者数変更

合計基準値 = Σ 基準値内訳

低圧機器点(kWh)

明細番号	小売電気事業者コード	小売電気事業者名称▲	発電BGコード▲	採用	#	時間帯	基準値	発電基準値	発電上限	基準値需要抑制計画	発電基準値需要抑制計画
1				採用	Y7	23:00~23:30	0	0	0	0	0
				#	Y7	23:30~24:00	0	0	0	0	
				基準値	0	0	0	0	0		
				発電基準値	0	0	0	0			
2				採用	Y7	23:00~23:30	0	0	0	0	
				#	Y7	23:30~24:00	0	0	0	0	
				基準値	0	0	0	0	0		
				発電基準値	0	0	0	0			
3				採用	Y7	23:00~23:30	0	0	0	0	
				#	Y7	23:30~24:00	0	0	0	0	
				基準値	0	0	0	0	0		
				発電基準値	0	0	0	0			
4				採用	Y7	23:00~23:30	0	0	0	0	
				#	Y7	23:30~24:00	0	0	0	0	
				基準値	0	0	0	0	0		
				発電基準値	0	0	0	0			
5				採用	Y7	23:00~23:30	0	0	0	0	
				#	Y7	23:30~24:00	0	0	0	0	
				基準値	0	0	0	0	0		
				発電基準値	0	0	0	0			

[簡易版]

OK

明細番号	小売電気事業者コード	発電BGコード	基準値(kWh)
1	AAAA1		500
2	BBBB1		700
3	BBBB1	XXXX1	1,300

NG

明細番号	小売電気事業者コード	発電BGコード	基準値(kWh)
1	AAAA1		500
2	BBBB1		300
3	BBBB1		400
4	BBBB1	XXXX1	600
5	BBBB1	XXXX1	700



- 需要リソースにおける各基準値計画内訳の記載イメージについては、以下のとおり。

＜直前計測型基準値内訳実績入力支援ツール記載イメージ＞

直前計測型基準値内訳実績入力支援ツール

小売電気事業者数変更

基準値XML読込

基準値XML出力

XMLファイル妥当性検証

入力欄移動

終了(上書き保存)

対象年月日			
読込ファイル名			
出力先			
コード			
情報区分	0331	直前計	
提出先事業者			
送信事業者			
提出者(アグリゲータ用系統コード)			
運用モード	通常		
対象各リスト・パターン			
時刻コード	01		
時間帯	0:00~0:30	0:30~1:00	

小売電気事業者コード BGコード▲ 機器点特定番号(高圧)

高圧受電点

小売電気事業者1			高圧受電点基準値(kWh)	
合計基準値	合計基準値 = Σ 基準値内訳		合計基準値(kWh)	0

低圧受電点

小売電気事業者1			低圧受電点基準値(kWh)	
小売電気事業者2			低圧受電点基準値(kWh)	
小売電気事業者3			低圧受電点基準値(kWh)	
小売電気事業者4			低圧受電点基準値(kWh)	
小売電気事業者5			低圧受電点基準値(kWh)	
小売電気事業者6			低圧受電点基準値(kWh)	
合計基準値	合計基準値 = Σ 基準値内訳		合計基準値(kWh)	0

高圧機器点

小売電気事業者1			高圧機器点基準値(kWh)	
合計基準値	合計基準値 = Σ 基準値内訳		合計基準値(kWh)	0

低圧機器点

小売電気事業者1			低圧機器点基準値(kWh)	
合計基準値	合計基準値 = Σ 基準値内訳		合計基準値(kWh)	0

[簡易版]

OK

低圧受電点	小売電気事業者コード	BGコード	低圧受電点基準値(kWh)
1	AAAA1		500
2	BBBB1		700
3	BBBB1	XXXX1	1,300

NG

低圧受電点	小売電気事業者コード	BGコード	低圧受電点基準値(kWh)
1	AAAA1		500
2	BBBB1		300
3	BBBB1		400
4	BBBB1	XXXX1	600
5	BBBB1	XXXX1	700

- 発電リソースにおける基準値計画提出においては、以下の内訳単位に基づき作成いただきます。

リソース 区分	基準値計画	参入点	受電 電圧	受電点の発電量 供給契約の有無 （受電電圧が 低圧の場合）	内訳単位
発電 リソース	発電計画合計 ・ 発電上限合計	受電点	低圧	有	所属小売電気事業者 コードおよび 所属発電BGコード単位
				無	参入不可
	高圧機器点発電基準値（アセス用） ・ 高圧機器点発電基準値（調整電力量用・機器端） ・ 高圧機器点発電上限	機器点	高圧 以上	—	機器点単位
	低圧機器点発電基準値 ・ 低圧機器点発電上限	機器点	低圧	有	所属小売電気事業者 コードおよび 所属発電BGコード単位
				無	所属小売電気事業者 コード単位

※ ネガポジ型リソースを用いる場合、317、318スライドの需要リソース分を組み合わせのうえ提出・登録いただきます。

- 発電リソースにおける各基準値計画内訳の記載イメージについては、以下のとおり。

＜発電計画電力計画入力支援ツール記載イメージ＞

発電事業者数変更

発電計画XML読込

発電計画XML出力

XMLファイル妥当性検証

終了(上書き保存)

対象年月日		
読込ファイル名		
出力先		
	基本情報	
	コード	名称▲
情報区分	0431	発電計画電力計画(三)
提出先事業者		
送信事業者		
提出者(系統コード)		
運用モード	通常	属地区域
パターン番号		
時刻コード	01	02
時間帯	0:00~0:30	0:30~1:00
合計基準値(kWh)	0	0

発電計画内訳		
小売電気事業者1	所属発電BGコード▲	発電計画(kWh)▲
	所属発電BG名称▲	
	小売電気事業者コード▲	
	小売電気事業者名称▲	発電上限(kWh)▲
小売電気事業者2	所属発電BGコード▲	発電計画(kWh)▲
	所属発電BG名称▲	
	小売電気事業者コード▲	
	小売電気事業者名称▲	発電上限(kWh)▲
小売電気事業者3	所属発電BGコード▲	発電計画(kWh)▲
	所属発電BG名称▲	
	小売電気事業者コード▲	
	小売電気事業者名称▲	発電上限(kWh)▲
小売電気事業者4	所属発電BGコード▲	発電計画(kWh)▲
	所属発電BG名称▲	
	小売電気事業者コード▲	
	小売電気事業者名称▲	発電上限(kWh)▲
小売電気事業者5	所属発電BGコード▲	発電計画(kWh)▲
	所属発電BG名称▲	
	小売電気事業者コード▲	
	小売電気事業者名称▲	発電上限(kWh)▲

OK

NG

[簡易版]

発電計画内訳	所属発電BGコード	小売電気事業者コード	発電計画(kWh)	発電上限(kWh)
1	XXXX1	AAAA1	100	500
2	XXXX2	BBBB1	200	700
3	XXXX3	CCCC1	400	1,300

発電計画内訳	所属発電BGコード	小売電気事業者コード	発電計画(kWh)	発電上限(kWh)
1	XXXX1	AAAA1	100	500
2	XXXX2	BBBB1	100	300
3	XXXX2	BBBB1	100	400
4	XXXX3	CCCC1	200	600
5	XXXX3	CCCC1	200	700

- 発電リソースにおける各基準値計画内訳の記載イメージについては、以下のとおり。

＜機器点計画入力支援ツール記載イメージ＞

低圧機器点基準値計画

入力シートへ移動

小売電気事業者数変更

合計基準値 = Σ 基準値内訳
低圧機器点(kWh)

明細番号	小売電気事業者コード	小売電気事業者名称▲	発電BGコード▲
1			
2			
3			
4			
5			

採用	#	時間帯
採用	Y7	23:00~23:30
採用	Y7	23:30~24:00

基準値	発電基準値	発電上限
基準値	0	0
発電基準値	0	0
発電上限	0	0
基準値需要抑制計画	0	0
発電基準値需要抑制計画	0	0

OK

NG

[簡易版]

明細番号	小売電気事業者コード	発電BGコード	発電基準値(kWh)	発電上限(kWh)
1	AAAA1		100	500
2	BBBB1		200	700
3	BBBB1	XXXX1	400	1,300

明細番号	小売電気事業者コード	発電BGコード	発電基準値(kWh)	発電上限(kWh)
1	AAAA1		100	500
2	BBBB1		100	300
3	BBBB1		100	400
4	BBBB1	XXXX1	200	600
5	BBBB1	XXXX1	200	700

別冊（三次調整力②）
発電販売計画および基準値計画の提出方法

- 三次調整力②において、 ΔkW のアセスメントおよび調整電力量の算定は、「単独発電機で約定した場合」「需要家リスト・パターンで約定した場合」「発電機リスト・パターンで約定した場合」「ネガポジリスト・パターンで約定した場合」のそれぞれにおいて、以下の計画等をもとに実施します。

	参入地点	電圧階級	アセスメントⅠ	アセスメントⅡ	調整電力量
単独発電機で約定した場合※1	—		発電販売計画	同左	同左
需要家リスト・パターンで約定した場合	受電点	高压以上	高压受電点基準値	同左	同左
		低压	低压受電点基準値	同左	同左
	機器点	高压以上	高压機器点基準値(アセス用)	同左	高压機器点基準値(調整電力量用・機器端)
		低压	低压機器点基準値	同左	低压機器点基準値
発電機リスト・パターンで約定した場合	受電点	高压以上	発電販売計画	同左	同左
		低压	発電計画合計 発電上限合計	発電計画合計	発電計画合計
	機器点	高压以上	高压機器点発電基準値 (アセス用) 高压機器点発電上限	高压機器点発電基準値 (アセス用)	高压機器点発電基準値 (調整電力量用・機器端)
		低压	低压機器点発電基準値 低压機器点発電上限	低压機器点発電基準値	低压機器点発電基準値

※1 揚水発電設備または蓄電池設備を用いて単独発電機により約定した場合の計画等の提出要否につきましては、「揚水発電設備または蓄電池設備を用いて需給調整市場に参入する場合の取扱いガイド」5. 計画等の提出」をご参照ください。



	参入地点	電圧階級	アセスメントⅠ	アセスメントⅡ	調整電力量
ネガボジリストパターンで 約定した場合	受電点	高压以上	(発電リソースを用いる場合) 発電販売計画 (需要リソースを用いる場合) 高压受電点基準値 (発電リソースおよび需要リソースを用いる場合) 発電販売計画、高压受電点基準値	同左	同左
		低压	(発電リソースを用いる場合) 発電計画合計、発電上限合計 (需要リソースを用いる場合) 低压受電点基準値 (発電リソースおよび需要リソースを用いる場合) ネガボジ型リソースを用いる場合) 発電計画合計、発電上限合計および低压受電点基準値	(発電リソースを用いる場合) 発電計画合計 (需要リソースを用いる場合) 低压受電点基準値 (発電リソースおよび需要リソースを用いる場合) ネガボジ型リソースを用いる場合) 発電計画合計、低压受電点基準値	同左
	機器点	高压以上	(発電リソースを用いる場合) 高压機器点発電基準値(アセス用)、高压機器点発電上限 (需要リソースを用いる場合) 高压機器点基準値(アセス用) (発電リソースおよび需要リソースを用いる場合) ネガボジ型リソースを用いる場合) 高压機器点発電基準値(アセス用)、高压機器点発電上限、高压機器点基準値(アセス用)	(発電リソースを用いる場合) 高压機器点発電基準値(アセス用) (需要リソースを用いる場合) 高压機器点基準値(アセス用) (発電リソースおよび需要リソースを用いる場合) ネガボジ型リソースを用いる場合) 高压機器点発電基準値(アセス用)、高压機器点基準値(アセス用)	(発電リソースを用いる場合) 高压機器点発電基準値(調整電力量用・機器端) (需要リソースを用いる場合) 高压機器点基準値(調整電力量用・機器端) (発電リソースおよび需要リソースを用いる場合、ネガボジ型リソースを用いる場合) 高压機器点発電基準値(調整電力量用・機器端)
		低压	(発電リソースを用いる場合) 低压機器点発電基準値 低压機器点発電上限 (需要リソースを用いる場合) 低压機器点基準値 (発電リソースおよび需要リソースを用いる場合) ネガボジ型リソースを用いる場合) 低压機器点発電基準値 低压機器点発電上限 低压機器点基準値	(発電リソースを用いる場合) 低压機器点発電基準値 (需要リソースを用いる場合) 低压機器点基準値 (発電リソースおよび需要リソースを用いる場合) ネガボジ型リソースを用いる場合) 低压機器点発電基準値 低压機器点基準値	同左



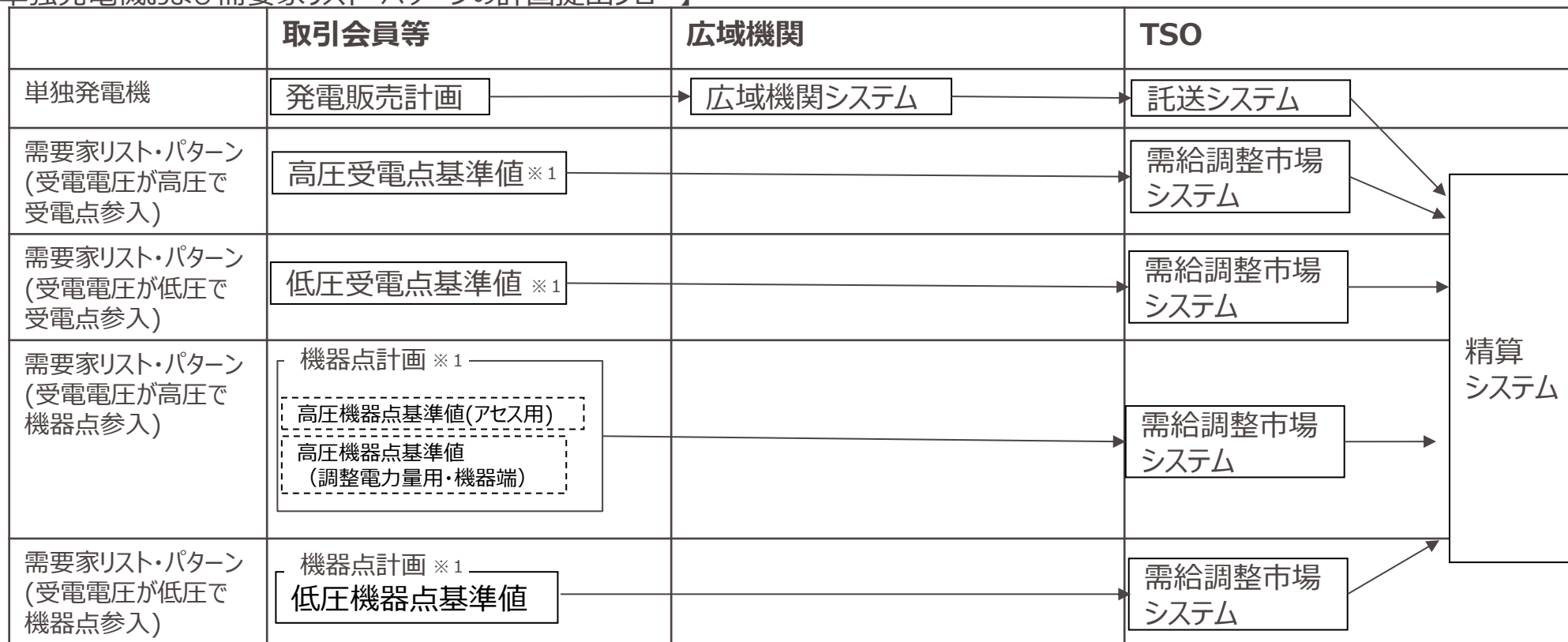
2-6. 発電販売計画および 基準値計画の提出方法

a. 概要（3/8）

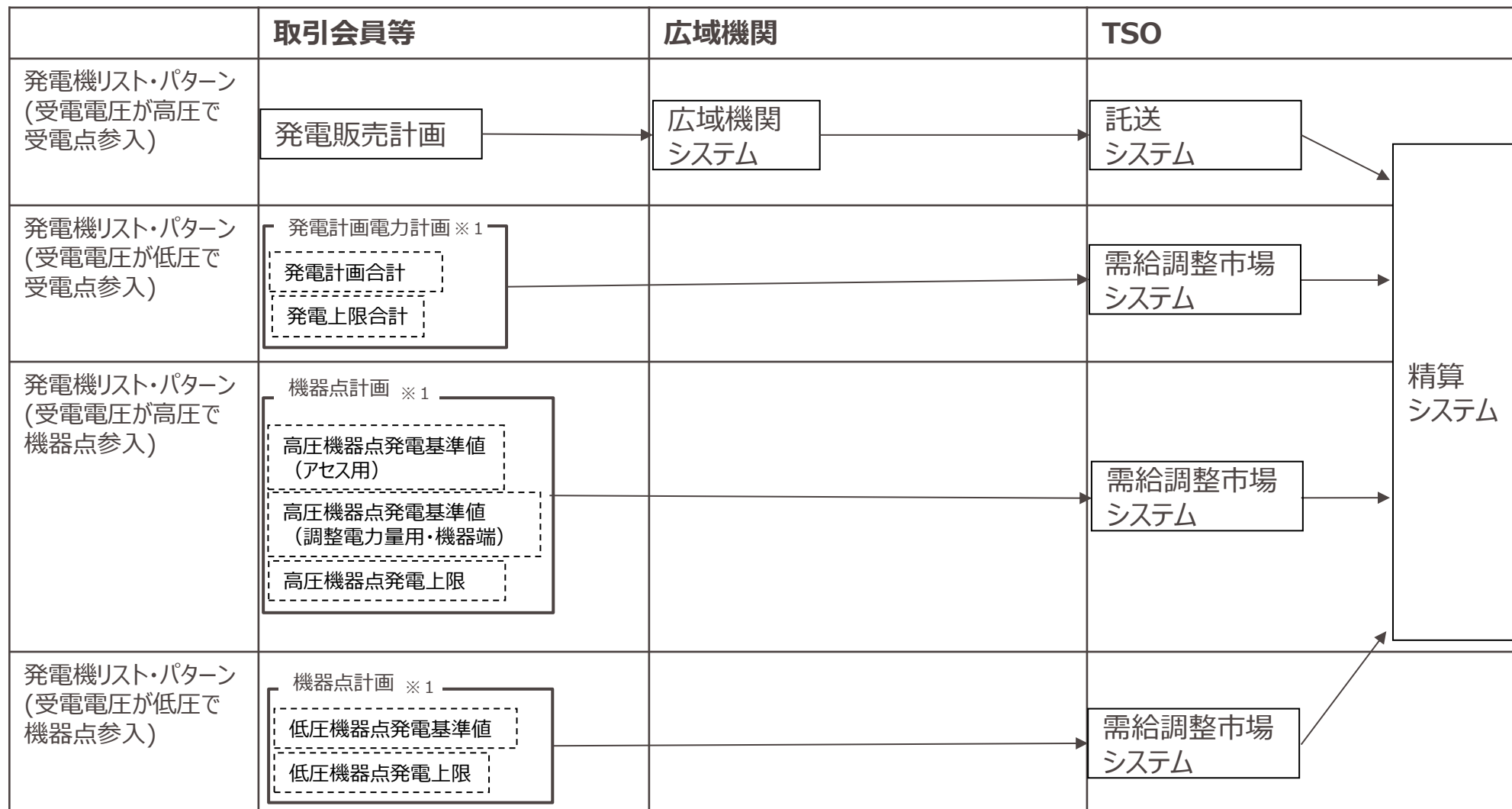
328

- 発電販売計画は、発電契約者が広域機関に提出している値が用いられます。なお需給調整市場の契約を締結している電源に関しては、受電電圧が高圧以上で受電点参入する場合は約定の有無に関わらず、一律“調整電源”として広域機関へ発電計画を提出していただきます。
- 取引会員は、入札するリソースに応じて、入札するリソースが調整を行わない場合の基準値計画を作成し、需給調整市場システムへ登録します。
- なお、需給調整市場システムに登録できない大容量データの提出方法については、属地TSOに確認を行い、その内容に従っていただきます。

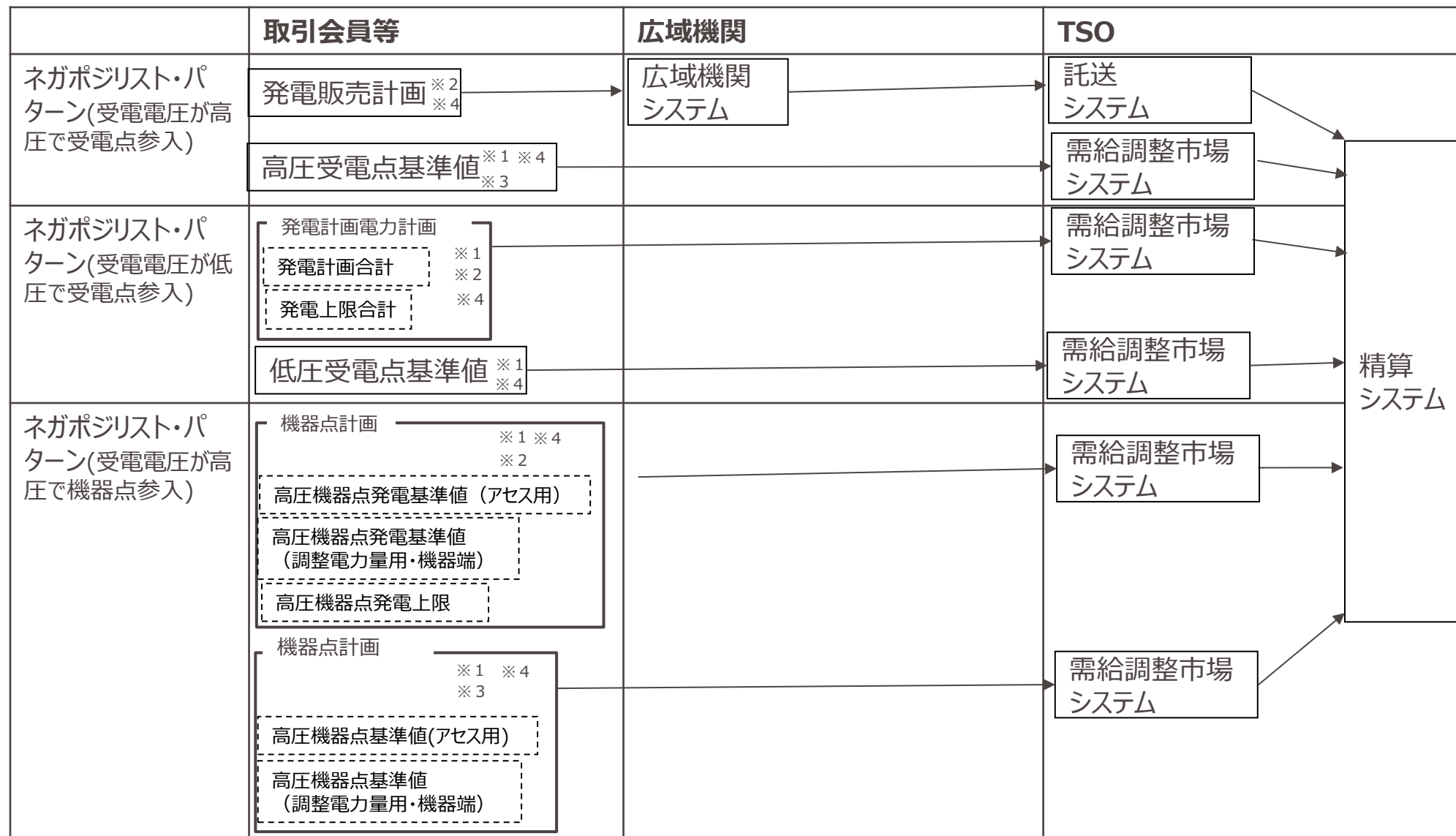
【単独発電機および需要家リスト・パターンの計画提出フロー】



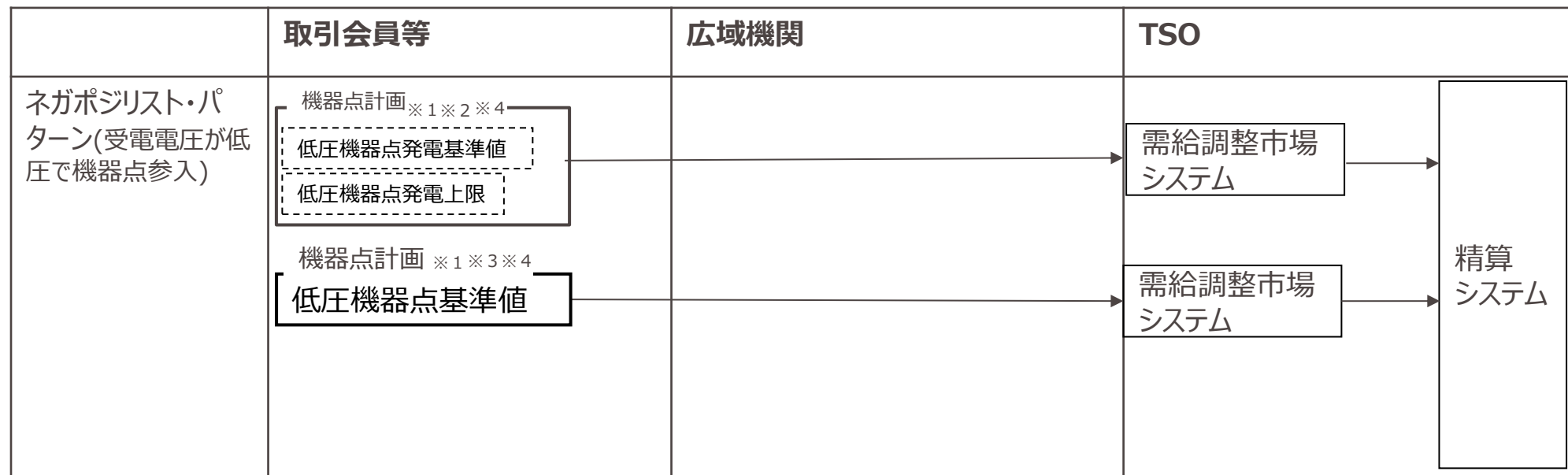
【発電機リスト・パターンの計画提出フロー】



【ネガポジリスト・パターンの計画提出フロー】



【ネガポジリスト・パターンの計画提出フロー】



※ 1 約定した商品ブロックの開始時刻の 1 時間前までに登録していただきます。

※ 2 発電リソースを用いる場合に限りです。

※ 3 需要リソースを用いる場合に限りです。

※ 4 ネガポジ型リソースを用いる場合は発電販売計画および基準値計画をともに提出・登録いただきます。



- 約定時間帯と計画等の提出対象期間は下表のとおりとなります。

【約定時間帯と計画提出対象期間】

■:約定期間 ■:計画提出対象期間

＜発電販売計画＞

発電販売計画	約定期間		約定有無にかかわらず、常時、発電販売計画を提出
	計画提出対象期間		

＜基準値計画＞

高圧受電点基準値 低圧受電点基準値	約定期間		約定時間帯と約定時間前 1 時間の基準値計画を提出
	計画提出対象期間		

＜発電計画電力計画＞

発電計画合計 発電上限合計	約定期間		約定時間帯の発電計画・発電上限合計を提出
	計画提出対象期間		



- 約定時間帯と計画等の提出対象期間は下表のとおりとなります。

【約定時間帯と計画提出対象期間】

■:約定期間 ■:計画提出対象期間

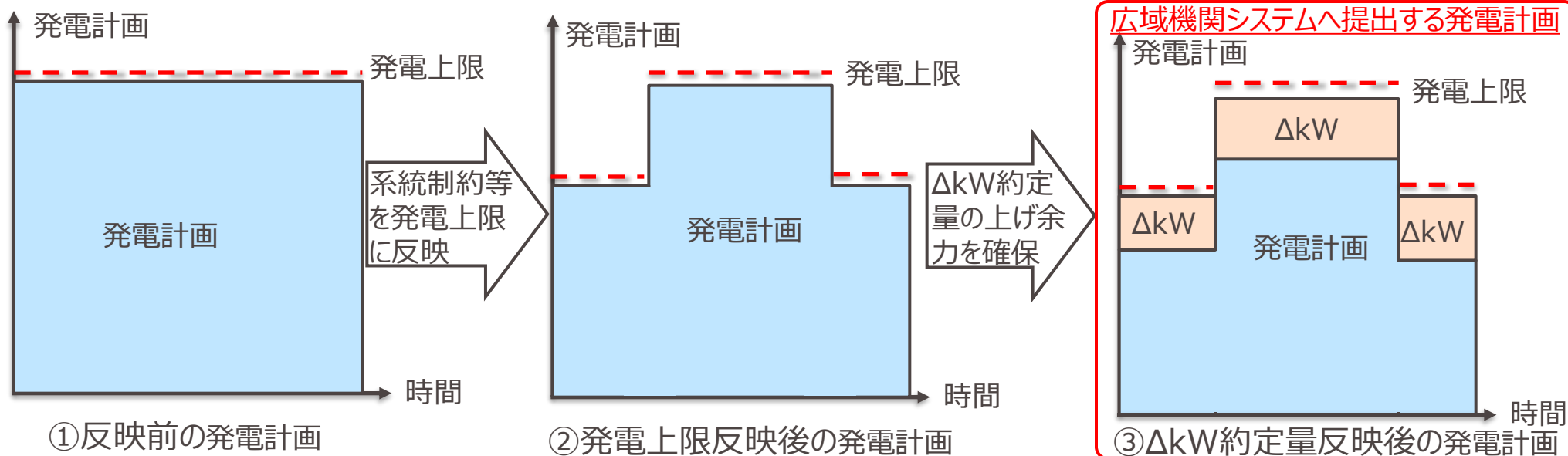
<機器点計画>

高圧機器点基準値 (調整電力用・機器端) 高圧機器点基準値 (アセス用) 高圧機器点発電上限 低圧機器点発電基準値 低圧機器点発電上限	約定期間		約定時間帯と約 定時間前 1 時間 の計画を提出
	計画提出対象期間		

- 単独発電機、発電機リスト・パターンまたはネガポジリスト・パターン（受電電圧が高圧以上で受電点参入する発電リソースまたはネガポジ型リソースを用いる場合に限り）で約定した場合、発電計画は下記項目を反映の上、広域機関システムへ発電販売計画の提出をお願いします。
- 需給調整市場の契約を締結している電源に関しては、約定の有無に関わらず、一律「調整電源」として発電販売計画を提出していただきます。（ただし、「一次調整力」のみの場合は「調整電源」としては扱いません）

<反映が必要な項目>

- 発電上限：定格出力に対して、下例のような最大出力に影響を与える事象を適切に反映した発電可能上限値を記載。
 - ・ 渇水や海水温度上昇等による出力低下等発電機の機器特性による影響
 - ・ 発電機の作業に伴う運転出力の制約や系統作業に伴いTSOから提示された運転出力の制約
- 発電計画：上記の発電上限から ΔkW 約定量の出力上昇幅を確保したうえで、発電機の運転計画を策定。



- 需要家リスト・パターンまたはネガポジリスト・パターン（需要リソースまたはネガポジ型リソースを用いる場合に限り）で約定した場合は、約定した商品ブロックの開始1時間前の2コマの基準値と、約定対象時間帯の基準値計画もしくは機器点計画を約定した商品ブロックの開始時刻1時間前までに、需給調整市場システムへ登録※1いただきます。 ※1 基準値計画の未提出または不備（約定したパターン番号と基準値計画のパターン番号が相違している等）がある場合、当該約定した商品ブロックについて供出可能量はゼロとして扱います。
- なお、基準値計画は、1つの30分約定時計画提出ブロック内に約定商品ブロックが含まれるリスト・パターンを系統コードごとに1ファイル作成および提出いただきます（基準値計画は、48コマのうち約定した商品ブロックの基準値を記載した24時間を1つのファイルで提出いただきます）。

【約定商品ブロックと基準値計画の提出期限例】

4月4日 基準値計画	22:30	23:00	23:30	0:00	0:30	1:00	1:30	～	14:30	15:00	15:30	16:00	16:30	17:00	17:30	18:00 ～ 24:00
約定商品 ブロック有無	無	無	無	有	有	有	無	無	無	無	有	有	有	有	有	無
基準値計画 提出要否	不要	必要	必要	必要	必要	必要	不要	不要	必要	必要	必要	必要	必要	必要	必要	不要

基準値計画の提出期限(4月3日23時)

対象時刻	22:30	23:00	23:30	0:00	0:30	1:00	1:30	～	14:30	15:00	15:30	16:00	16:30	17:00	17:30	18:00 ～ 24:00
基準値		190	180	180	180	170	—	—	160	160	170	150	170	160	170	—

1時間前

約定商品ブロック

1時間前

約定商品ブロック

※基準値計画の入力が不要なコマは、入力不要



- リスト・パターンごとの基準値計画の提出は下記のとおりとなります。

【約定結果（イメージ）】

対象時刻	11:00	11:30	12:00	12:30	13:00	13:30	14:00	14:30
約定有無	無	無	有	有	有	有	有	無
パターン番号	—	—	①	②	②	③	②	—

【基準値計画の提出】

系統コード毎で 1 ファイル

パターン番号①

対象時刻	11:00	11:30	12:00	12:30	13:00	13:30	14:00	14:30
約定有無	無	無	有	無	無	無	無	無
基準値①	160	150	150	—	—	—	—	—

パターン番号②

対象時刻	11:00	11:30	12:00	12:30	13:00	13:30	14:00	14:30
約定有無	無	無	無	有	有	無	有	無
基準値②	—	180	180	180	170	170	170	—

パターン番号③

対象時刻	11:00	11:30	12:00	12:30	13:00	13:30	14:00	14:30
約定有無	無	無	無	無	無	有	無	無
基準値③	—	—	—	170	160	160	—	—



2-6. 発電販売計画および基準値計画の提出方法

c. 基準値計画(3/5)

337

- 登録後に基準値計画を変更する場合は、商品ブロックの開始時刻の1時間前までに需給調整市場システムに再登録していただきます。ただし、再登録をする基準値計画に含まれる商品ブロックのうち、開始時刻が再登録をする時刻から1時間未満の商品ブロックの基準値は、すでに登録されている基準値計画の当該商品ブロックの基準値から変更することはできないものとします。

【約定商品ブロックと基準値計画の提出期限例】

4月3日	0:00~11:00	11:00	11:30	12:00	12:30	13:00	13:30	14:00	14:30	15:00	15:30	16:00	16:30	17:00	17:30	18:00~24:00
約定商品ブロック有無	無	無	無	有	有	有	有	有	有	有	有	有	有	有	有	無
基準値計画提出可否	不要	不要	不要	必要(基準値①)	必要(基準値①)	必要(基準値①)	必要(基準値①)	必要(基準値①)	必要(基準値①)	必要(基準値①)	必要(基準値①)	必要(基準値①)	必要(基準値①)	必要(基準値①)	必要(基準値①)	不要

▽ 登録時提出期限(4月3日11時)

時間

登録時【パターン番号①】

約定商品ブロック

対象時刻	~	11:00	11:30	12:00	12:30	13:00	13:30	14:00	14:30	~
基準値	~	190	180	180	180	170	160	160	160	~

1時間前

再登録時【パターン番号①】

(13:00の計画を変えたい)

▽ 再登録時提出期限(4月3日12時)

対象時刻	~	11:00	11:30	12:00	12:30	13:00	13:30	14:00	14:30	~
基準値	~	190	180	180	180	180	160	160	160	~

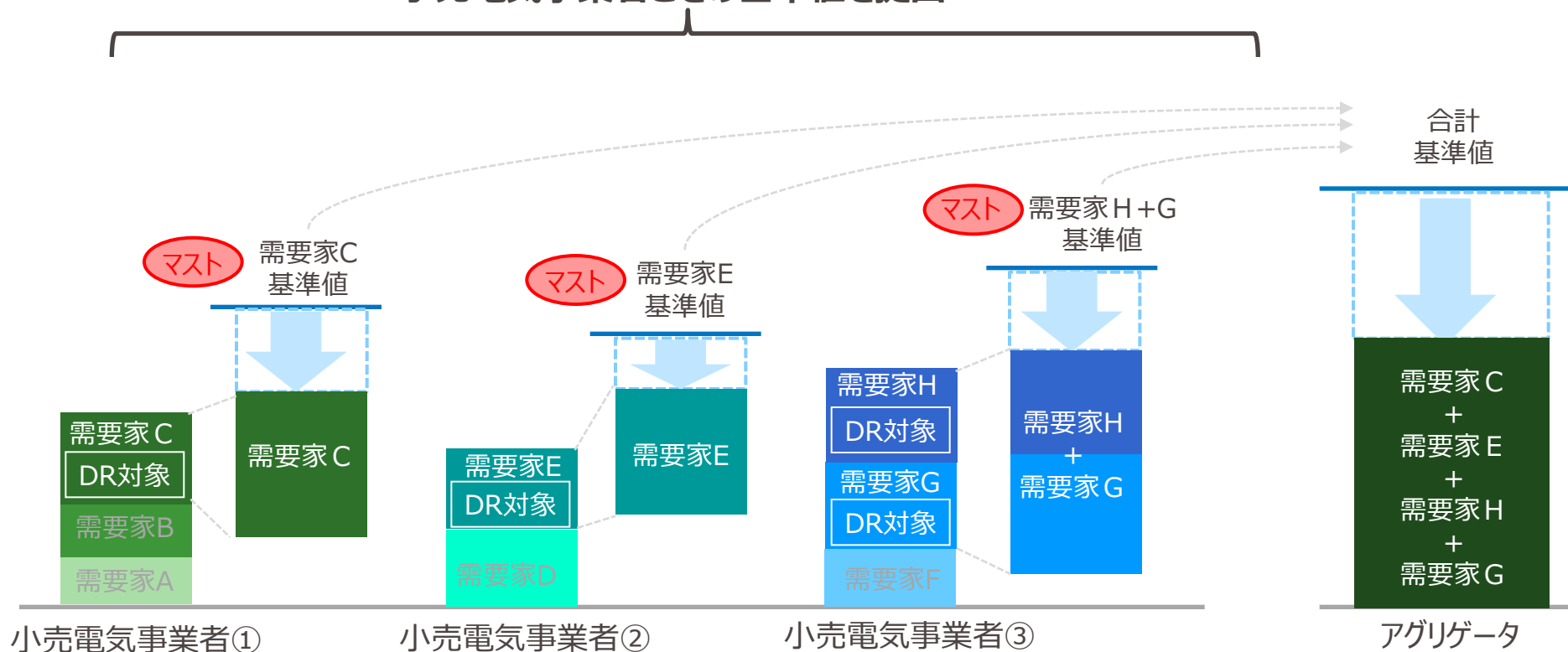
1時間前



取引規程 第6章 第34条

- 需要バランシンググループのインバランス算定上、小売電気事業者ごとの基準値が必要となるため、需要家リスト・パターンおよびネガポジリスト・パターン（需要リソースまたはネガポジ型リソースを用いる場合に限りま）における基準値の内訳として、小売電気事業者ごとの基準値を需給調整市場システムへ登録（受電電圧が高圧以上で機器点参入する場合は機器点ごと、受電電圧が低圧の受電点において発電量調整供給契約を締結している場合は所属小売電気事業者コードおよび所属発電BGコードごと）いただきます。

小売電気事業者ごとの基準値を提出



- 需給調整市場システムに登録する基準値計画は、需給調整市場基準値計画等及び基準値内訳実績受領業務ビジネスプロトコル標準規格に準拠したXMLファイルとします。
- 必要により、エクセルシートからXMLファイルに変換する入力支援ツールをご活用ください。

【事前予測型基準値入力支援ツール記載例(三次②商品の場合)】

※画面は今後変更となる可能性があります

事前予測型基準値計画入力支援ツール

- : 必須入力箇所
 ■ : 自動入力箇所
 ■ : マクロで変更

対象商品ブロック変更

小売電気事業者数変更

基準値XML読込

基準値XML出力

XMLファイル妥当性検証

終了(上書保存)

対象年月日	20210403	読込ファイル名	C:¥Users¥Desktop¥W9_0132_20210402_07_3Y**5_MMS.xml		
対象商品ブロック	ブロック②	出力先	C:¥Users¥Desktop¥提出ファイル		
対象需要家リスト・パターン	パターン⑧				
基本情報		出力ファイル名情報			
	コード	名称▲	XMLファイル名	W9_0132_20210403_07_3Y**5_MSS.xml	
情報区分	0132	三次②基準値計画	対象時期の開始日	20210403	
提出先事業者	10033	東京電力 P G	約定対象開始コマ番号	07	
送信事業者	8***3	グローバルリソースアグリゲータ	アグリゲータ用系統コード	3Y**5	
提出者(アグリゲータ用系統コード)	3Y**5	グローバルリソースアグリゲータ	電源等コード	MMS	
運用モード	通常				
合計基準値	基準値内訳				
	小売電気事業者 1	小売電気事業者2	小売電気事業者3	小売電気事業者4	
合計基準値 = Σ基準値計内訳	小売電気事業者コード	小売電気事業者コード	小売電気事業者コード	小売電気事業者コード	
	42**3	41**3	40**3	47**3	
	小売電気事業者名称▲	小売電気事業者名称▲	小売電気事業者名称▲	小売電気事業者名称▲	
	東京エナジー	関東でんき	六本木パワー	タワーレジデンス	
基準値合計(kWh) ▲	基準値(kWh)	基準値(kWh)	基準値(kWh)	基準値(kWh)	
“対象30分約定時計画提出ブロック+前1時間”以外は入力不可					
内訳の小売電気事業者数は任意に増減可能					
8,900	1,500	2,100	3,000	2,300	
8,600	1,500	2,100	3,000	2,000	
8,400	1,500	2,000	3,000	1,900	
8,300	1,500	2,000	3,000	1,800	
8,300	1,500	2,000	3,000	1,800	
8,700	1,500	2,000	3,500	1,700	
9,400	1,500	2,100	4,000	1,800	
10,200	1,500	2,100	4,500	2,100	
“対象30分約定時計画提出ブロック+前1時間”以外は入力不可					
			取引規程 第6章 第3		

“対象30分約定時計画提出ブロック+前1時間”以外は入力不可

内訳の小売電気事業者数は任意に増減可能

“対象30分約定時計画提出ブロック+前1時間”以外は入力不可



- 各リスト・パターンのXMLファイルは、1 パターンごとに作成していただきます。
- 下図のとおり、パターン①～⑤を登録する場合、パターン①～⑤の各リスト・パターンXMLをそれぞれ作成して、需給調整市場システムに登録いただきます。

【需要家リスト・パターン例】

需要家	パターン①	パターン②	パターン③	パターン④	パターン⑤
A	○	○	○	○	○
B	○	○	○		
C	○			○	
D	○		○		
E	○	○			○

【需要家リスト・
パターンのファイル例】1 約定
1 パターン1 約定
1 パターン1 約定
1 パターン1 約定
1 パターン1 約定
1 パターン

需要家	パターン①
A	○
B	○
C	○
D	○
E	○

需要家	パターン②
A	○
B	○
E	○

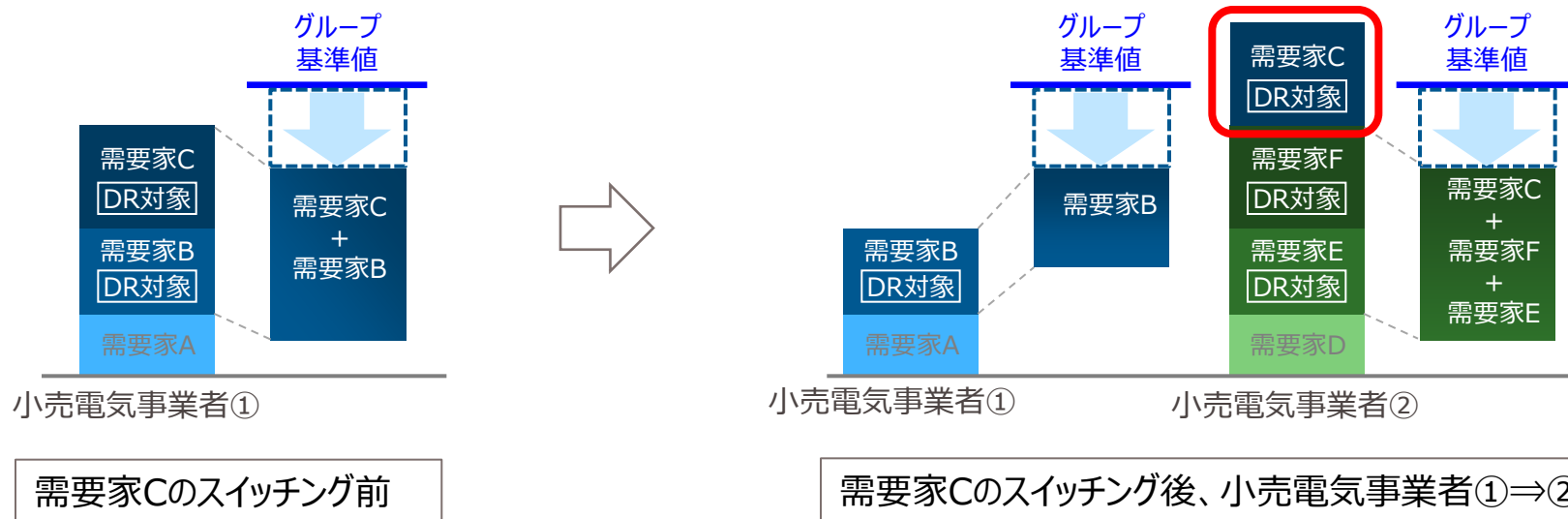
需要家	パターン③
A	○
B	○
D	○

需要家	パターン④
A	○
C	○

需要家	パターン⑤
A	○
E	○



- インバランス算定は調整電力量を需要バランシンググループの需要実績に加算し、小売電気事業者と属地TSOの間でインバランス精算を行います。
- 需給調整市場に入札するリソースにおいて小売電気事業者の契約先が変更（スイッチング）され、かつ属地TSOへ変更があった旨の連絡が無い場合、インバランス算定結果に齟齬が生じますので、リソースにおいてスイッチングを行う場合は、取引会員へ連絡をするよう、小売電気事業者へ周知していただく必要があります。
- また、リソースのスイッチングを行う連絡を受けた取引会員は、小売電気事業者を変更した新たな各リスト・パターンを需給調整市場システムへ登録し、属地TSOに変更承認を依頼していただきます。詳細は467スライド以降をご確認ください。
- 属地TSOは連絡を受けた後、各リスト・パターンの変更承認を行い、取引会員へ結果をご連絡いたします。

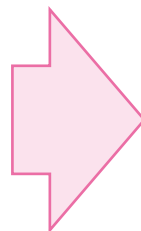


- 二次調整力②または三次調整力①の商品区分で登録された各リスト・パターンは、三次調整力②の商品区分においても取引することができます。（三次調整力②での取引を希望し、属地 T S O が認めた場合に限りです）

二次調整力②、三次調整力①②が供出可能な リソース

リソース：A、B、C、D

系統コード	二次調整力② 各リスト・パターン	所属 リソース
9Y1 1 1	①	A、B
9Y1 1 1	②	C、D

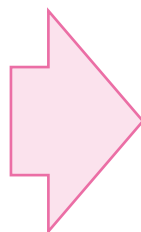


- 二次調整力②に応札可能
- いずれの各リスト・パターンも二次調整力②、三次調整力①に応札していない場合、三次調整力②に応札可能

三次調整力①②が供出可能なリソース

リソース：E、F、G、H

系統コード	三次調整力① 各リスト・パターン	所属 リソース
9Y2 3 4	①	E、F
9Y2 3 4	②	G、H

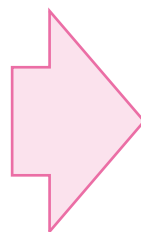


- 三次調整力①に応札可能
- いずれの各リスト・パターンも三次調整力①に応札していない場合、三次調整力②に応札可能

三次調整力②のみ供出可能なリソース

リソース：I、J、K、L

系統コード	三次調整力② 各リスト・パターン	所属 リソース
9Y9 9 9	①	I、J
9Y9 9 9	②	K、L



- 三次調整力②にのみ応札可能
- 二次調整力②、三次調整力①には応札不可



別冊（三次調整力①）
発電販売計画および基準値計画の提出方法

- 三次調整力①において、 ΔkW のアセスメントおよび調整電力量の算定は、「単独発電機で約定した場合」・「需要家リスト・パターンで約定した場合」・「発電機リストパターンで約定した場合」・「ネガポジリスト・パターンで約定した場合」のそれぞれにおいて、以下の計画等をもとに実施します。

		参入地点	電圧階級	アセスメントⅠ	アセスメントⅡ	調整電力量
単独発電機で約定した場合 ※3		—		発電販売計画	同左 + 1分発電計画電力計画※1 ※1 簡易指令システムで接続し、出力変化量指令を選択した場合に限ります※2。	発電販売計画
需要家 リスト・パ ターンで 約定した 場合	事前予測型 を選択している とき	受電点	高圧以上	高圧受電点基準値	1分基準値電力計画（事前予測型）	高圧受電点基準値
			低圧	低圧受電点基準値	1分基準値電力計画（事前予測型）	低圧受電点基準値
		機器点	高圧以上	高圧機器点基準値(アセス用)	機器点 1分基準値電力（事前予測型）	高圧機器点基準値(調整電力量用・機器端)
			低圧	低圧機器点基準値	機器点 1分基準値電力（事前予測型）	低圧機器点基準値
	直前計測型 を選択している とき			簡易指令システムで接続する場合は、商品ブロック開始時刻の5分前から開始時刻までの1分ごとの需要実績（託送供給等約款で定める損失率で修正した値） ※専用線オンラインで接続する場合は、属地TSOと調整した送信周期ごとの需要実績 （＝直前計測実績）	同左	同左＋直前計測型基準値内訳実績

※2 簡易指令システムで接続し、出力調整指令（数値指令）を選択する場合、または専用線オンラインで接続する場合、原則として実出力値で送信した指令値と実出力実績を用いてアセスメントⅡを実施します。

※3 揚水発電設備または蓄電池設備を用いて単独発電機により約定した場合の計画等の提出要否につきましては、「揚水発電設備または蓄電池設備を用いて需給調整市場に参入する場合の取扱いガイド」「5. 計画等の提出」をご参照ください。



		参入地点	電圧階級	アセスメントⅠ	アセスメントⅡ	調整電力量
発電機リスト・パターンで 約定した場合		受電点	高圧以上	発電販売計画	1分発電計画電力	発電販売計画
			低圧	発電計画合計 発電上限合計	1分発電計画電力計画	発電計画合計
		機器点	高圧以上	高圧機器点発電基準値（アセス用） 高圧機器点発電上限	機器点 1 分発電計画電力	高圧機器点発電基準値 （調整電力量用・機器端）
			低圧	低圧機器点発電基準値 低圧機器点発電上限	機器点 1 分発電計画電力	低圧機器点発電基準値
ネガポジ リスト・パ ターンで 約定した 場合	直前計測型 を選択してい るとき			（発電リソースを用いる場合） 発電販売計画 （需要リソースを用いる場合） 直前計測実績 （発電リソースおよび需要リソースを用いる場合、ネガポジ型リソースを用いる場合） 発電販売計画および直前計測実績	（発電リソースを用いる場合） 1 分発電計画電力計画 （需要リソースを用いる場合） 同左 （発電リソースおよび需要リソースを用いる場合、ネガポジ型リソースを用いる場合） 1 分発電計画電力計画および直前計測実績	発電リソースを用いる場合） 発電販売計画 （需要リソースを用いる場合） 同左 + 直前計測型基準値内訳実績 （発電リソースおよび需要リソースを用いる場合、ネガポジ型リソースを用いる場合） 発電販売計画、直前計測実績および直前計測型基準値内訳実績

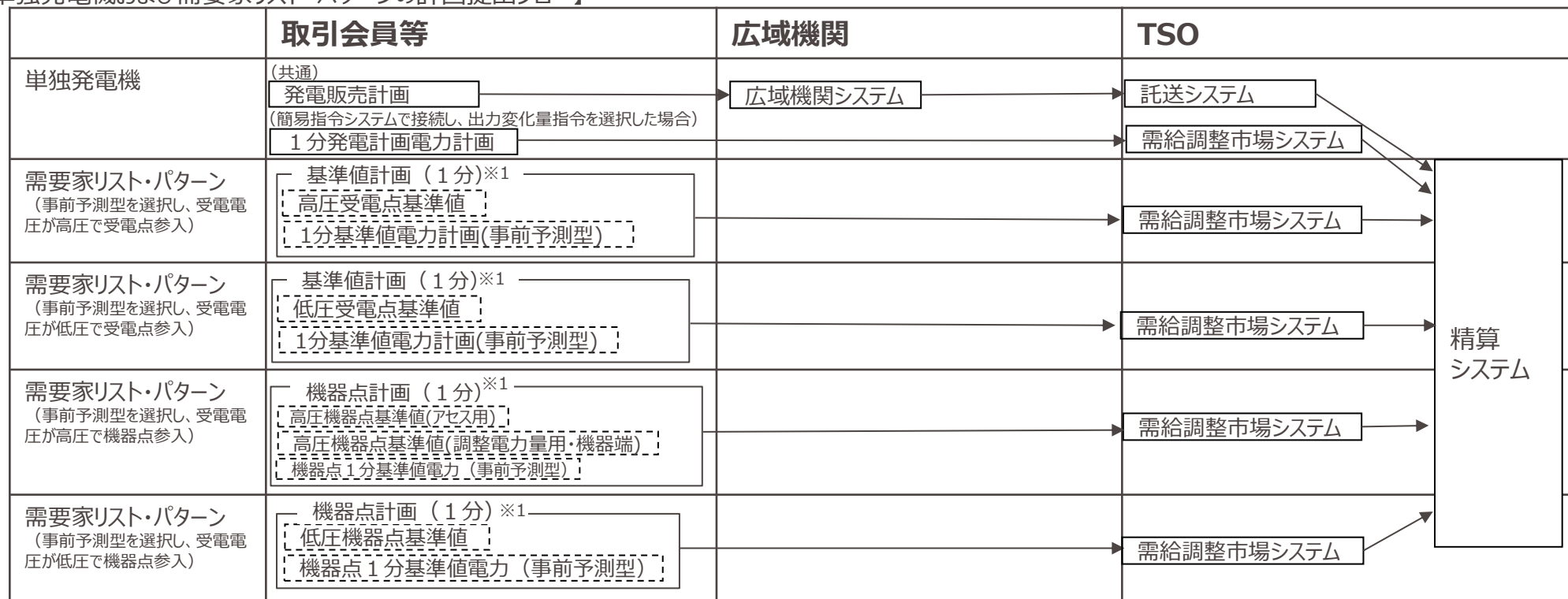


		参入地点	電圧階級	アセスメントⅠ	アセスメントⅡ	調整電力量
ネガボジ リスト・パ ターンで 約定した 場合	事前予測型 を選択して いるとき	受電点	高圧以上	(発電リソースを用いる場合) 発電販売計画 (需要リソースを用いる場合) 高圧受電点基準値 (発電リソースおよび需要リソースを用いる場合、 ネガボジ型リソースを用いる場合) 発電販売計画、高圧受電点基準値	(発電リソースを用いる場合) 1分発電計画電力 (需要リソースを用いる場合) 1分基準値電力計画(事前予測型) (発電リソースおよび需要リソースを用いる 場合、ネガボジ型リソースを用いる場合) 1 分発電計画電力、1分基準値電力計画 (事前予測型)	(発電リソースを用いる場合) 発電販売計画 (需要リソースを用いる場合) 高圧受電点基準値 (発電リソースおよび需要リソースを用いる 場合、ネガボジ型リソースを用いる場合) 発電販売計画、高圧受電点基準値
			低圧	(発電リソースを用いる場合) 発電計画合計、発電上限合計 (需要リソースを用いる場合) 低圧受電点基準値 (発電リソースおよび需要リソースを用いる場合、 ネガボジ型リソースを用いる場合) 発電計画合計、発電上限合計および低圧受電 点基準値	(発電リソースを用いる場合) 1分発電計画電力計画 (需要リソースを用いる場合) 1分基準値電力計画(事前予測型) (発電リソースおよび需要リソースを用いる 場合、ネガボジ型リソースを用いる場合) 1分発電計画電力、1分基準値電力計 画(事前予測型)	(発電リソースを用いる場合) 発電計画合計 (需要リソースを用いる場合) 低圧受電点基準値 (発電リソースおよび需要リソースを用いる 場合、ネガボジ型リソースを用いる場合) 発電計画合計、低圧受電点基準値
		機器点	高圧以上	(発電リソースを用いる場合) 高圧機器点発電基準値(アセス用)、高圧機器 点発電上限 (需要リソースを用いる場合) 高圧機器点基準値(アセス用) (発電リソースおよび需要リソースを用いる場合、 ネガボジ型リソースを用いる場合) 高圧機器点発電基準値(アセス用)、高圧機器 点発電上限、高圧機器点基準値(アセス用)	(発電リソースを用いる場合) 機器点1分発電計画電力 (需要リソースを用いる場合) 機器点1分基準値電力 (事前予測型) (発電リソースおよび需要リソースを用いる 場合、ネガボジ型リソースを用いる場合) 機器点1分発電計画電力、機器点1分 基準値電力	(発電リソースを用いる場合) 高圧機器点発電基準値(調整電力量 用・機器端) (需要リソースを用いる場合) 高圧機器点基準値(調整電力量用・機器 端) (発電リソースおよび需要リソースを用いる 場合、ネガボジ型リソースを用いる場合) 高圧機器点発電基準値(調整電力量 用・機器端)、高圧機器点基準値(調整 電力量用・機器端)
			低圧	(発電リソースを用いる場合) 低圧機器点発電基準値 低圧機器点発電上限 (需要リソースを用いる場合) 低圧機器点基準値 (発電リソースおよび需要リソースを用いる場合、 ネガボジ型リソースを用いる場合) 低圧機器点発電基準値 低圧機器点発電上限 低圧機器点基準値	(発電リソースを用いる場合) 1分発電計画電力 (需要リソースを用いる場合) 機器点1分基準値電力 (事前予測型) (発電リソースおよび需要リソースを用いる 場合、ネガボジ型リソースを用いる場合) 1 分発電計画電力、機器点1分基準値電 力	(発電リソースを用いる場合) 低圧機器点発電基準値 (需要リソースを用いる場合) 低圧機器点基準値 (発電リソースおよび需要リソースを用いる 場合、ネガボジ型リソースを用いる場合) 低圧機器点発電基準値、低圧機器点基 準値



- 発電販売計画は、発電契約者が広域機関に提出している値が用いられます。なお需給調整市場の契約を締結している電源に関しては、受電電圧が高圧以上で受電点参入する場合は約定の有無に関わらず、一律“調整電源”として広域機関へ発電計画を提出していただきます。
- 取引会員は、入札するリソースに応じて、入札するリソースが調整を行わない場合の1分発電計画電力計画、事前予測型基準値計画（1分）（基準値計画と1分基準値電力計画（事前予測型）を記載したもの）、直前計測型基準値内訳実績を作成し、需給調整市場システムへ登録します。
- なお、需給調整市場システムに登録できない大容量データの提出方法については、属地TSOに確認を行い、その内容に従っていただきます。
- 直前計測型を選択している場合で簡易指令システムで接続するときは、商品ブロック開始時刻の5分前から開始時刻までの1分ごとの需要実績を簡易指令システムを通じて属地TSOへ送信していただきます※。
※専用線オンラインで接続する場合は、属地TSOと調整した送信周期ごとの需要実績を専用線オンラインを通じて属地TSOへ送信していただきます。

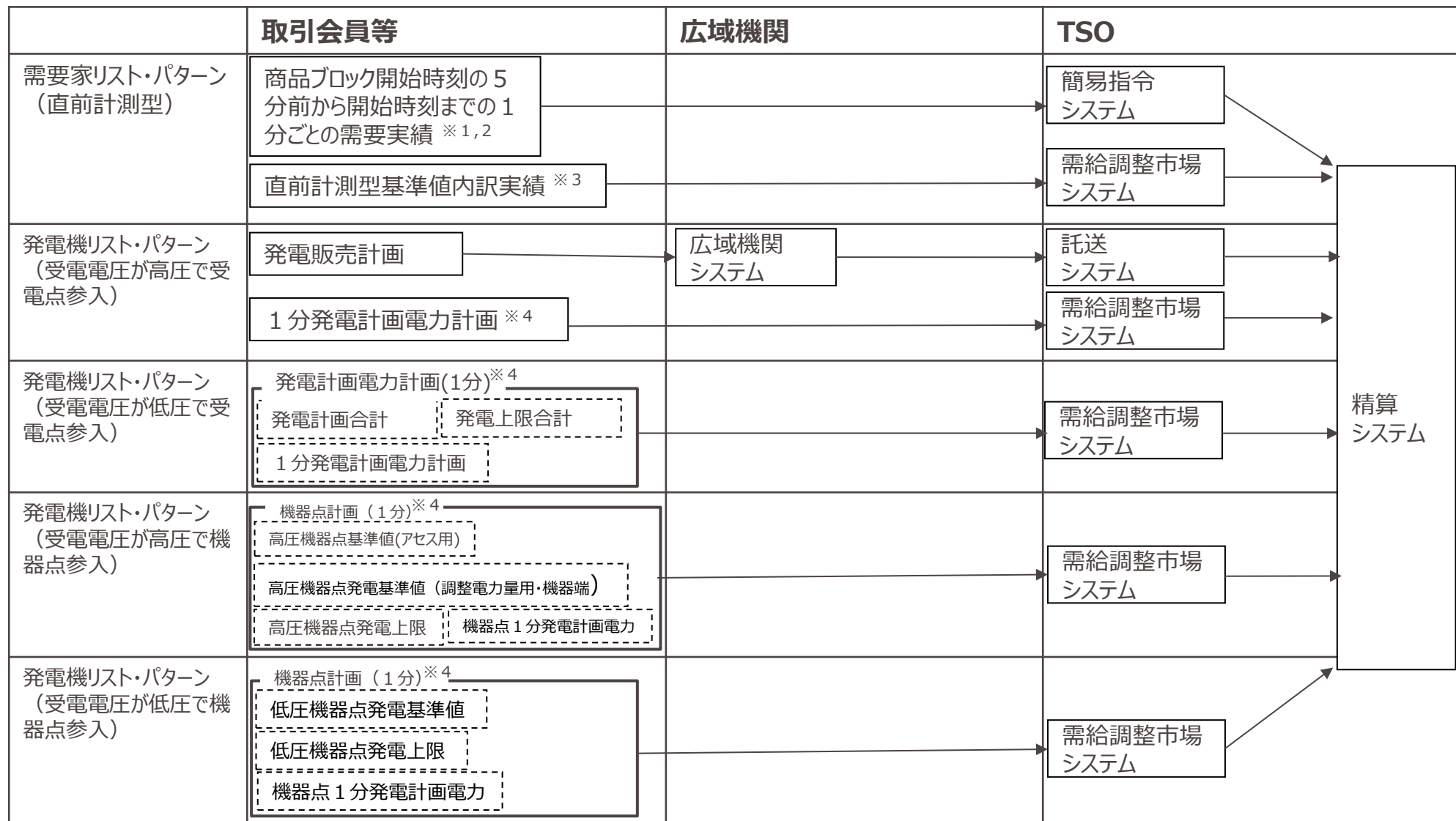
【単独発電機および需要家リスト・パターンの計画提出フロー】



※ 1 約定した商品ブロックの開始時刻の1時間前までに登録していただきます。



【需要家リスト・パターンおよび発電機リスト・パターン計画提出フロー】



※1 専用線オンラインで接続する場合は、属地TSOと調整した送信周期ごとの需要実績を、当該時間の終了時刻から1秒から5秒程度以内に専用線オンラインを通じて属地TSOへ送信していただきます。

※2 簡易指令システムで接続する場合は、1分ごとの需要実績を当該コマの次の30分コマの終了時刻までに送信していただきます。

※3 約定した商品ブロック開始後から翌月10日までに登録していただきます。

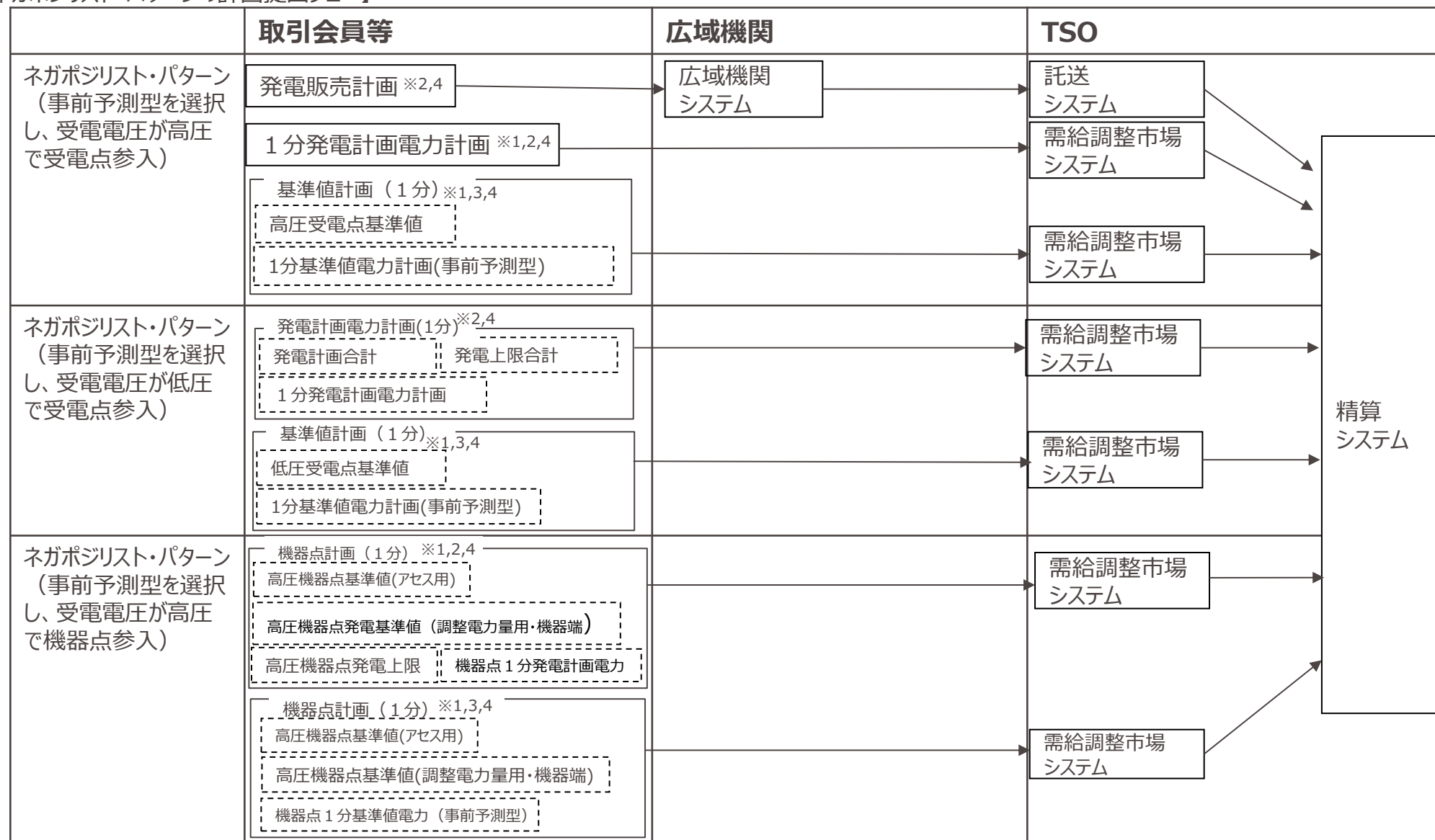
※4 約定した商品ブロックの開始時刻の1時間前までに登録していただきます。



2-6. 発電販売計画および基準値計画の提出方法 a. 概要（6/10）ネガポジリスト・パターン

349

【ネガポジリスト・パターンの計画提出フロー】



※1 約定した商品ブロックの開始時刻の1時間前までに登録していただきます。 ※2 発電リソースを用いる場合に限りです。 ※3 需要リソースを用いる場合に限りです。

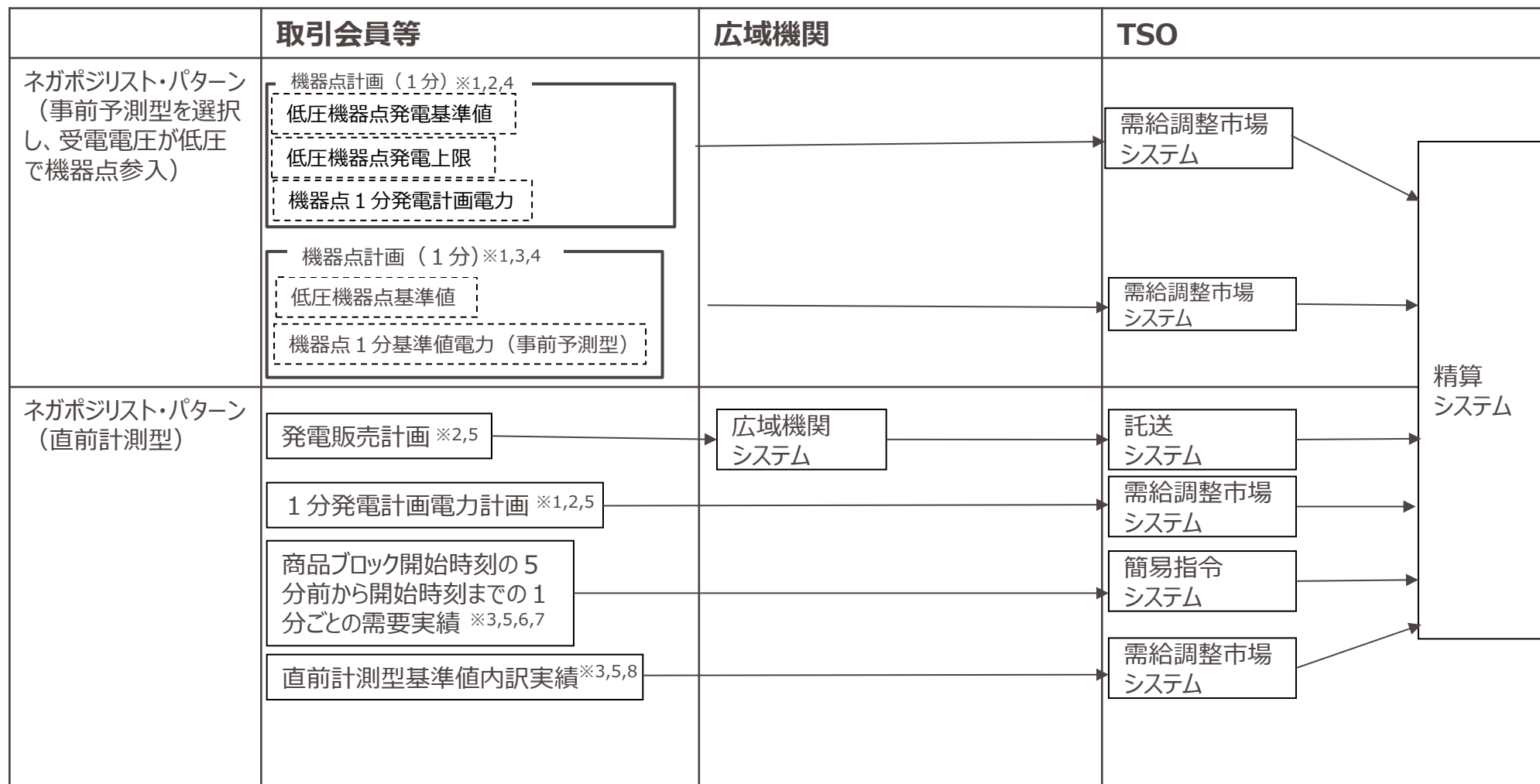
※4 ネガポジ型リソースを用いる場合は、発電販売計画、1分発電計画電力計画、事前予測型基準値計画（1分）をすべて提出・登録いただきます。

三次② 三次① 二次② 二次① 一次 複合



取引規程 第6章 第34条

【ネガポジリスト・パターンの計画提出フロー】



※ 1 約定した商品ブロックの開始時刻の1時間前までに登録していただきます。 ※ 2 発電リソースを用いる場合に限りです。 ※ 3 需要リソースを用いる場合に限りです。

※ 4 ネガポジ型リソースを用いる場合は、発電販売計画、1分発電計画電力計画、事前予測型基準値計画 (1分) をすべて提出・登録していただきます。

※ 5 ネガポジ型リソースを用いる場合は、発電販売計画、1分発電計画電力計画、商品ブロック開始時刻までの需要実績、直前計測型基準値内訳実績をすべて提出・登録していただきます。

※ 6 専用線オンラインで接続する場合は、属地TSOと調整した送信周期ごとの需要実績を、当該時間の終了時刻から1秒から5秒程度以内に専用線オンラインを通じて属地TSOへ送信していただきます。

※ 7 簡易指令システムで接続する場合は、1分ごとの需要実績を当該コマの次の30分コマの終了時刻までに送信していただきます。

※ 8 約定した商品ブロック開始後から翌月10日までに登録していただきます。



2-6. 発電販売計画および 基準値計画の提出方法

a. 概要（8/10）

351

- 約定時間帯と計画等の提出対象期間は下表のとおりとなります。

【約定時間帯と計画等提出対象期間】

■ : 約定期間 ■ : 計画等提出対象期間

< 発電販売計画 >

発電販売計画	約定期間		約定有無にかかわらず、常時、発電販売計画を提出
	計画提出対象期間		

< 基準値計画（1分） >

高圧受電点基準値 低圧受電点基準値 1分基準値電力計画 (事前予測型)	約定期間		約定時間帯と約定時間前1時間の基準値計画を提出
	計画提出対象期間		

< 発電計画電力計画（1分） >

発電計画合計 発電上限合計 1分発電計画電力計画	約定期間		約定時間帯の計画を提出
	計画提出対象期間		



取引規程 第6章 第34条

- 約定時間帯と計画等の提出対象期間は下表のとおりとなります。

【約定時間帯と計画等提出対象期間】

■ : 約定期間 ■ : 計画等提出対象期間

<商品ブロック開始時刻の5分前から開始時刻までの1分ごとの需要実績>

商品ブロック開始時刻の 5分前から開始時刻 までの1分ごとの需要 実績※	約定期間			約定した各商品ブ ロック開始時刻の 5分前から開始時 刻までの需要実績 を提出
	計画提出対象期間			

<直前計測型基準値内訳実績>

直前計測型基準値 内訳実績	約定期間		約定時間帯の 計画を提出
	計画提出対象期間		

※ 直前計測型を選択し、専用線オンラインで接続する場合は、属地TSOと調整した送信周期ごとの需要実績



- 約定時間帯と計画等の提出対象期間は下表のとおりとなります。

【約定時間帯と計画等提出対象期間】

■ : 約定期間 ■ : 計画等提出対象期間

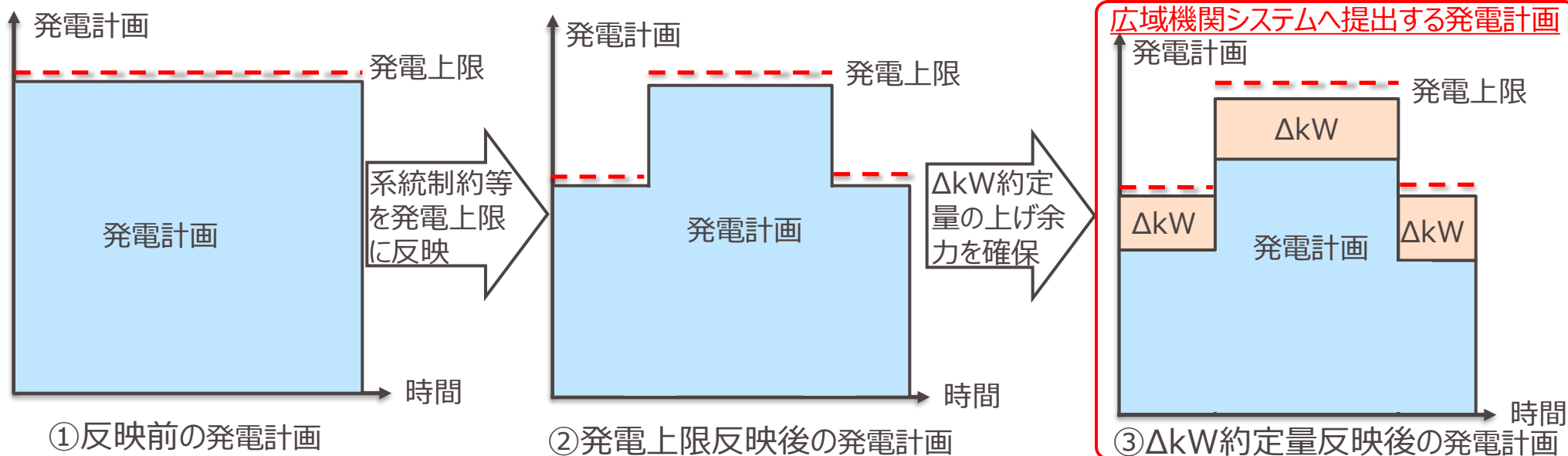
< 機器点計画（1分） >

高圧機器点基準値 (アセス用) 高圧機器点基準値 (調整電力量用・機器端) 機器点 1 分基準値電力 (事前予測型) 低圧機器点基準値 高圧機器点発電上限 低圧機器点発電上限 機器点 1 分発電計画電力	約定期間		約定時間帯と約定時間前 1 時間の計画を提出
	計画提出対象期間		

- 単独発電機、発電機リスト・パターンまたはネガポジリスト・パターン（受電電圧が高圧以上で受電点参入する発電リソースまたはネガポジ型リソースを用いる場合に限り）で約定した場合、発電計画は下記項目を反映の上、広域機関システムへ発電販売計画の提出をお願いします。
- 需給調整市場の契約を締結している電源に関しては、約定の有無に関わらず、一律「調整電源」として発電販売計画を提出していただきます。（ただし、「一次調整力」のみの場合は「調整電源」としては扱いません）

<反映が必要な項目>

- 発電上限：定格出力に対して、下例のような最大出力に影響を与える事象を適切に反映した発電可能上限値を記載。
 - ・ 渇水や海水温度上昇等による出力低下等発電機の機器特性による影響
 - ・ 発電機の作業に伴う運転出力の制約や系統作業に伴いTSOから提示された運転出力の制約
- 発電計画：上記の発電上限から ΔkW 約定量の出力上昇幅を確保したうえで、発電機の運転計画を策定。



- 単独発電機で約定した場合で、簡易指令システムで接続し、出力変化量指令を選択したとき、または、発電機リスト・パターンもしくはネガポジリスト・パターン（発電リソースまたはネガポジ型リソースを用いる場合に限りま）で約定した場合は、約定した商品ブロックの約定対象時間帯の1分発電計画電力計画を約定した商品ブロックの開始時刻1時間前までに、需給調整市場システムへ登録※1いただきます。

※1 1分発電計画電力計画の未提出または不備がある場合、供出可能量はゼロとして扱います。

- なお、2ブロック以上連続して約定した場合でも、1分発電計画電力計画は約定した商品1ブロックにつき1ファイルを作成および提出いただきます。（発電計画電力計画は、48コマのうち約定した商品ブロックの発電計画電力を記載した24時間を1つのファイルで提出いただきます）。

【約定商品ブロックと1分発電計画電力計画の提出期限例】

4月23日	0:00～11:00	11:00	11:30	12:00	12:30	13:00	13:30	14:00	14:30	15:00	15:30	16:00	16:30	17:00	17:30	18:00～24:00
約定商品ブロック有無	－	－	無	有	有	有	有	有	有	有	有	有	有	有	有	無
計画提出要否	不要	不要	不要	必要 (1分発電計画電力計画)	必要 (1分発電計画電力計画)	必要 (1分発電計画電力計画)	必要 (1分発電計画電力計画)	必要 (1分発電計画電力計画)	必要 (1分発電計画電力計画)	必要 (1分発電計画電力計画)	必要 (1分発電計画電力計画)	必要 (1分発電計画電力計画)	必要 (1分発電計画電力計画)	必要 (1分発電計画電力計画)	必要 (1分発電計画電力計画)	不要

▽ 提出期限(4月23日11時)

約定商品ブロック

対象時刻	～	11:00	11:30	12:00	12:30	13:00	13:30	14:00	14:30	～
1分発電計画電力計画	～	－	－	180	180	170	160	160	160	～

1時間前

※実際には、30分コマごとのkWhに加えて、1分ごとの発電計画電力を含みます。

1分ごとの発電計画電力と発電販売計画は整合している必要があります。



- 登録後に1分発電計画電力計画を変更する場合は、各30分コマの実需給の開始時刻の1時間前までに需給調整市場システムに再登録していただきます。ただし、再登録をする1分発電計画電力計画に含まれる30分コマのうち、開始時刻が再登録をする時刻から1時間未満の30分コマの1分発電計画電力は、すでに登録されている1分発電計画電力計画の当該30分コマの1分発電計画電力から変更することはできないものとします。

【約定商品ブロックと1分発電計画電力計画の提出期限例】

4月23日	0:00~11:00	11:00	11:30	12:00	12:30	13:00	13:30	14:00	14:30	15:00	15:30	16:00	16:30	17:00	17:30	18:00~24:00
約定商品ブロック有無	無	無	無	有	有	有	有	有	有	有	有	有	有	有	有	無
計画提出要否	不要	不要	不要	必要 (1分発電計画電力計画)	必要 (1分発電計画電力計画)	必要 (1分発電計画電力計画)	必要 (1分発電計画電力計画)	必要 (1分発電計画電力計画)	必要 (1分発電計画電力計画)	必要 (1分発電計画電力計画)	必要 (1分発電計画電力計画)	必要 (1分発電計画電力計画)	必要 (1分発電計画電力計画)	必要 (1分発電計画電力計画)	必要 (1分発電計画電力計画)	不要

登録時

登録時提出期限(4月23日11時) 約定商品ブロック

対象時刻	~	11:00	11:30	12:00	12:30	13:00	13:30	14:00	14:30	~
1分発電計画電力計画	~	—	—	180	180	170	160	160	160	~

1時間前

(13:00以降の計画を変えたい)

13:00以降の計画を変更する場合は、12:00までに再登録していただく必要があります。

再登録時

再登録時提出期限(4月23日12時)

対象時刻		11:00	11:30	12:00	12:30	13:00	13:30	14:00	14:30	
1分発電計画電力計画		—	—	180	180	180	190	190	200	

1時間前

※例えば11:45に再登録する場合は、その1時間後である12:45を含む30分コマより前の30分コマの計画値を変更することはできません。



取引規程 第6章 第34条

- 需要家リスト・パターンまたはネガポジリスト・パターン（需要リソースまたはネガポジ型リソースを用いる場合に限り）で約定した場合で事前予測型を選択したときは、約定した商品ブロックの開始1時間前の2コマの基準値と、約定対象時間帯の基準値計画もしくは機器点計画を約定した商品ブロックの開始1時間前と、約定対象時間帯の事前予測型基準値計画（1分）（基準値計画および1分基準値電力計画（事前予測型）を記載したもの）を約定した商品ブロックの開始時刻1時間前までに、需給調整市場システムへ登録※1いただきます。

※1 事前予測型基準値計画（1分）の未提出または不備がある場合、供出可能量はゼロとして扱います。

- なお、2ブロック以上連続して約定した場合でも、事前予測型基準値計画（1分）は約定した商品1ブロックにつき1ファイル作成および提出いただきます（基準値計画は、48コマのうち約定した商品ブロックの基準値を記載した24時間を1つのファイルで提出いただきます）。

【約定商品ブロックと基準値計画の提出期限例】

4月4日 基準値計画	22:30	23:00	23:30	0:00	0:30	1:00	1:30	～	14:30	15:00	15:30	16:00	16:30	17:00	17:30	18:00 ～ 24:00
約定商品 ブロック有無	無	無	無	有	有	有	無	無	無	無	有	有	有	有	有	無
基準値計画 提出要否	不要	必要	必要	必要	必要	必要	不要	不要	必要	必要	必要	必要	必要	必要	必要	不要

基準値計画の提出期限(4月3日23時)

対象時刻	22:30	23:00	23:30	0:00	0:30	1:00	1:30	～	14:30	15:00	15:30	16:00	16:30	17:00	17:30	18:00 ～ 24:00
基準値		190	180	180	180	170	—	—	160	160	170	150	170	160	170	—

1時間前

約定商品ブロック

1時間前

約定商品ブロック

※基準値計画の入力が不要なコマは、入力不要

※実際には、30分コマごとのkWhに加えて、1分ごとの基準値電力を含みます。

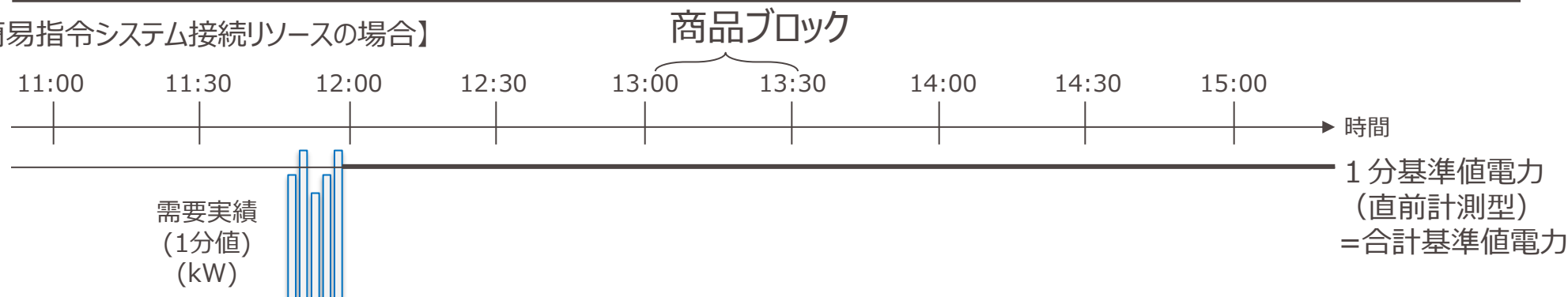


- 需要家リスト・パターンまたはネガポジリスト・パターン（需要リソースまたはネガポジ型リソースを用いる場合に限り）で約定した場合で直前計測型を選択し、簡易指令システムで接続するときは、約定した商品ブロック開始時刻の5分前から開始時刻までの1分ごとの需要実績（託送供給等約款で定める損失率で修正した値）を簡易指令システムを通じて属地TSOへ送信※¹いただきます※²。
- 送信された5点の需要実績の平均が、1分基準値電力（直前計測型）（＝合計基準値電力）となり、これにもとづき、ΔKWのアセスメントおよび調整電力量の算定を行います。

※¹ 計測点5点のうち1点も送信されなかった場合は、供出可能量はゼロとして扱います。

※² 専用線オンラインで接続する場合は、属地TSOと調整した送信周期ごとの需要実績を専用線オンラインを通じて属地TSOへ送信していただきます。

【簡易指令システム接続リソースの場合】



対象時刻	11:55	11:56	11:57	11:58	11:59
需要実績(kW)	2000	2050	1950	2000	2050

5点を平均

(注)送信されなかった点が一部でもある場合は、送信に成功した点の平均を1分基準値電力（直前計測型）（＝合計基準値電力）とみなします。

対象時刻	12:00	12:30	13:00	13:30	14:00	14:30
合計基準値電力(kW)	2010	2010	2010	2010	2010	2010



- 需要家リスト・パターンまたはネガポジリスト・パターン（需要リソースまたはネガポジ型リソースを用いる場合に限り）で約定した場合で直前計測型を選択したとき、同一のリスト・パターンが連続して複合市場商品に約定している場合は、最初の商品ブロック※1の1分、属地周期または1秒基準値電力（直前計測型）（＝合計基準値電力）を、当該連続して約定している商品ブロックのすべてに適用します。※1取引規程では商品ブロックと記載する場合、商品特定した提供期間を指しております。そのため、同一の直前需要を採用するのは複合市場商品への約定が連続する範囲となります。

商品区分：三次調整力①（三次調整力②にも供出可能量あり）、三次調整力①の基準値の設定方法：直前計測型の需要家リスト・パターンの場合

＜ケース1＞ 複合市場商品と三次調整力②の商品区分を跨がない連続約定

約定時間帯	ブロック① 0:00-0:30	ブロック② 0:30-1:00	ブロック③ 1:00-1:30	ブロック④ 1:30-2:00	ブロック⑤ 2:00-2:30
約定商品	三次調整力①	三次調整力①	三次調整力①	三次調整力①	三次調整力②
直前需要実績の提出	要 (23:55-0:00)	要 (23:55-0:00)	要 (23:55-0:00)	要 (23:55-0:00)	不要
合計基準値電力	ブロック①の 直前需要平均を 採用	ブロック①の 直前需要平均を 採用	ブロック①の 直前需要平均を 採用	ブロック①の 直前需要平均を 採用	需給調整市場 システム登録の 基準値採用

＜ケース2＞ 複合市場商品と三次調整力②の商品区分を跨いで連続約定

複合市場商品で連続約定している場合、最初のブロック※2の直前実績を採用

約定時間帯	ブロック① 0:00-0:30	ブロック② 0:30-1:00	ブロック③ 1:00-1:30	ブロック④ 1:30-2:00	ブロック⑤ 2:00-2:30
約定商品	三次調整力①	三次調整力②	三次調整力①	三次調整力①	三次調整力②
直前需要実績の提出	要 (23:55-0:00)	不要	要 (0:55-1:00)	要 (0:55-1:00)	不要
合計基準値電力	ブロック①の 直前需要平均を 採用	需給調整市場 システム登録の 基準値採用	ブロック③の 直前需要平均を 採用	ブロック③の 直前需要平均を 採用	需給調整市場 システム登録の 基準値採用

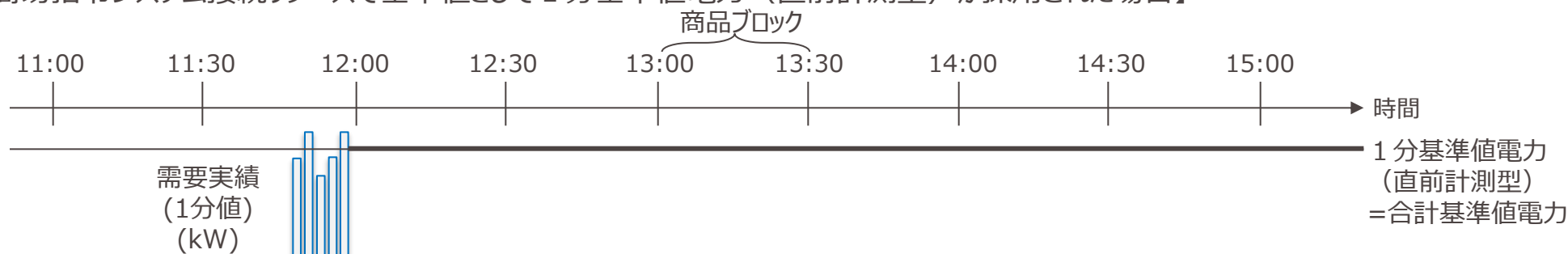
複合市場商品と三次調整力②で連続して約定している場合、複合市場商品が連続している中での最初のブロック※2の直前実績を採用

※2 最初の商品ブロックが一次調整力かつ監視方法がオフラインの場合、当該商品ブロックの開始時刻の5分前から開始時刻までの、1秒ごとの需要実績を、属地TSOから求めがあった日の翌営業日までに所定の様式により通知いただきます。



- 需要家リスト・パターンまたはネガポジリスト・パターン（需要リソースまたはネガポジ型リソースを用いる場合に限り）で約定した場合で直前計測型を選択したときは、約定した商品ブロックの約定対象時間帯の直前計測型基準値内訳実績を約定した商品ブロック開始後から約定した商品ブロックの属する月の翌月10日までに、需給調整市場システムへ登録※1いただきます。
- 小売電気事業者ごと※2の基準値は、1分基準値電力（直前計測型）、属地周期基準値電力（直前計測型）または1秒基準値電力（直前計測型）を2で除した値を、当該30分コマの直前計測型基準値内訳実績の小売電気事業者ごと※2の基準値相当の需要実績を直前計測型基準値内訳実績の合計値で除した比率で按分した値（以下、「修正後基準値」といいます。）とします。

【簡易指令システム接続リソースで基準値として1分基準値電力（直前計測型）が採用された場合】



対象時刻	12:00	12:30	13:00	13:30	14:00	14:30
合計基準値電力(kW)	4000	4000	4000	4000	4000	4000

対象時刻	12:00	12:30	13:00	13:30	14:00	14:30
基準値相当の需要実績 (小売電気事業者A)	500	400 ⇒421	400	450	500	500
基準値相当の需要実績 (小売電気事業者B)	1500	1500 ⇒1579	1600	1550	1500	1500

⇒直前計測型基準値内訳実績を約定した商品ブロック開始後から翌月10日までに登録いただきます。

合計基準値電力に合うように、小売電気事業者ごと※2の基準値を修正（比率按分）します。

※1 直前計測型基準値内訳実績の未提出または不備がある場合、供出可能量はゼロとして扱います。

※2 受電電圧が低圧の受電点において発電量調整供給契約を締結している場合には所属小売電気事業者コードおよび所属発電BGコードごと



- 小売電気事業者ごと※の修正後基準値の合計値が1分基準値電力（直前計測型）、属地周期基準値電力（直前計測型）または1秒基準値電力（直前計測型）を2で除した値と一致しない場合は、直前計測型基準値内訳実績のうち最初に記載された小売電気事業者の基準値は1分基準値電力（直前計測型）、属地周期基準値電力（直前計測型）または1秒基準値電力（直前計測型）を2で除した値から、当該小売電気事業者以外の修正後基準値の合計値を差し引いた値とします。

【基準値として1分基準値電力（直前計測型）が採用された場合】

※ 受電電圧が低圧の受電点において発電量調整供給契約を締結している場合には
所属小売電気事業者コードおよび所属発電BGコードごと

対象時刻	12:00	12:30	13:00	13:30	14:00	14:30
合計基準値電力(kW)	2000	2000	2000	2000	2000	2000

対象時刻	12:00	12:30	13:00	13:30	14:00	14:30
基準値相当の需要実績 (小売電気事業者A)	400	400	400	400	400	400
基準値相当の需要実績 (小売電気事業者B)	200	200	200	200	200	200
基準値相当の需要実績 (小売電気事業者C)	400	300	400	400	400	400
合計	1000	900	1000	1000	1000	1000

直前計測型基準値内訳
実績のうち最初に記載さ
れた小売電気事業者の
基準値を差引により算出。

対象時刻	12:30
修正後基準値 (小売電気事業者A)	$400 \times 1000 \div 900 = 444.44$ ⇒ (小数第1位四捨五入) 444
修正後基準値 (小売電気事業者B)	$200 \times 1000 \div 900 = 222.22$ ⇒ (小数第1位四捨五入) 222
修正後基準値 (小売電気事業者C)	$300 \times 1000 \div 900 = 333.33$ ⇒ (小数第1位四捨五入) 333
合計	$444 + 222 + 333 = 999 \neq 1000$

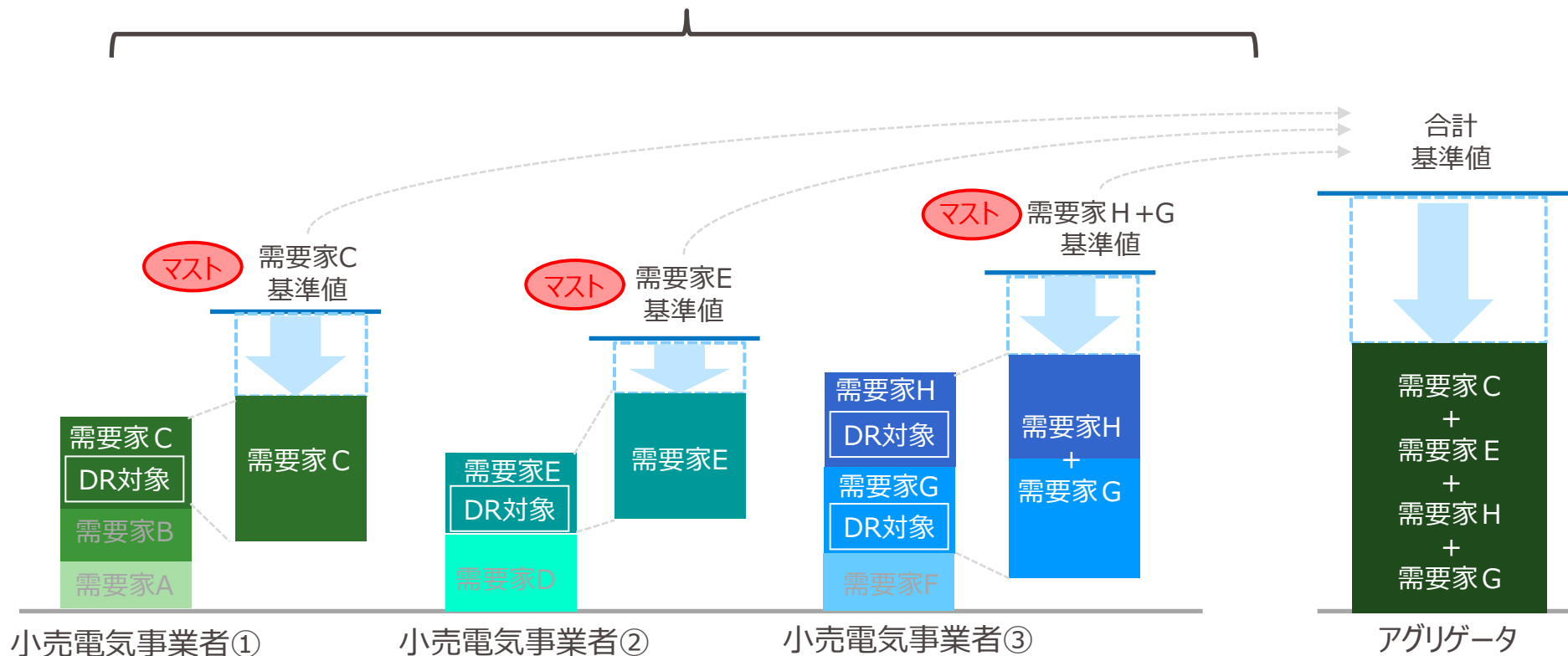
対象時刻	12:30
基準値 (小売電気事業者A)	$1000 - 222 - 333 = 445$
基準値 (小売電気事業者B)	222
基準値 (小売電気事業者C)	333
合計	1000

修正後基準値の合計が、1分基準値電力（直前計測型）（＝合計基準値電力）を2で除した値と一致しない



- 需要バランシンググループのインバランス算定上、小売電気事業者ごとの基準値が必要となるため、需要家リスト・パターンおよびネガポジリスト・パターン（需要リソースまたはネガポジ型リソースを用いる場合に限りま）における基準値の内訳として、小売電気事業者ごとの基準値を需給調整市場システムへ登録（受電電圧が高圧以上で機器点参入する場合は機器点ごと、受電電圧が低圧の受電点において発電量調整供給契約を締結している場合は所属小売電気事業者コードおよび所属発電BGコードごと）いただきます。

小売電気事業者ごとの基準値を提出



- 需給調整市場システムに登録する基準値計画等は、需給調整市場基準値計画等及び基準値内訳実績受領業務ビジネスプロトコル標準規格に準拠したXMLファイルとします。
- 必要により、エクセルシートからXMLファイルに変換する入力支援ツールをご活用ください。

【事前予測型基準値入力支援ツール記載例(複合市場商品の場合)】

※画面は今後変更となる可能性があります

事前予測型基準値計画入力支援ツール

- : 必須入力箇所
 ■ : 自動入力箇所
 ■ : マクロで変更

対象商品ブロック変更

小売電気事業者数変更

基準値XML読込

基準値XML出力

XMLファイル妥当性検証

終了(上書保存)

対象年月日	20210403	読込ファイル名	C:\Users¥Desktop¥W9_0131_20210402_07_3Y**5_MMS.xml			
対象商品ブロック	ブロック②	出力先	C:\Users¥Desktop¥提出ファイル			
対象需要家リスト・パターン	パターン⑧					
基本情報			出力ファイル名情報			
	コード	名称^	XMLファイル名	W9_0131_20210403_07_3Y**5_MSS.xml		
情報区分	0131	複合市場商品基準値計画	対象時期の開始日	20210403		
提出先事業者	10033	東京電力 P G	約定対象開始コマ番号	07		
送信事業者	8***3	グローバルリソースアグリゲータ	アグリゲータ用系統コード	3Y**5		
提出者(アグリゲータ用系統コード)	3Y**5	グローバルリソースアグリゲータ	電源等コード	MMS		
運用モード	通常	属地周期(秒)	1秒周期			
合計基準値	基準値内訳					
	小売電気事業者 1	小売電気事業者2	小売電気事業者3	小売電気事業者4		
合計基準値 = Σ基準値計内訳	小売電気事業者コード	小売電気事業者コード	小売電気事業者コード	小売電気事業者コード		
	42**3	41**3	40**3	47**3		
	小売電気事業者名称^	小売電気事業者名称^	小売電気事業者名称^	小売電気事業者名称^		
	東京エナジー	関東でんき	六本木パワー	タワーレジデンス		
基準値合計(kWh) ^	基準値(kWh)	基準値(kWh)	基準値(kWh)	基準値(kWh)		
}						
	8,900	1,500	2,100	3,000	2,300	
	8,600	1,500	2,100	3,000	2,000	
	8,400	1,500	2,000	3,000	1,900	
	8,300	1,500	2,000	3,000	1,800	
	8,300	1,500	2,000	3,000	1,800	
	8,700	1,500	2,000	3,500	1,700	
	9,400	1,500	2,100	4,000	1,800	
	10,200	1,500	2,100	4,500	2,100	
}						
			</			

“対象ブロック+前1時間”以外は入力不可

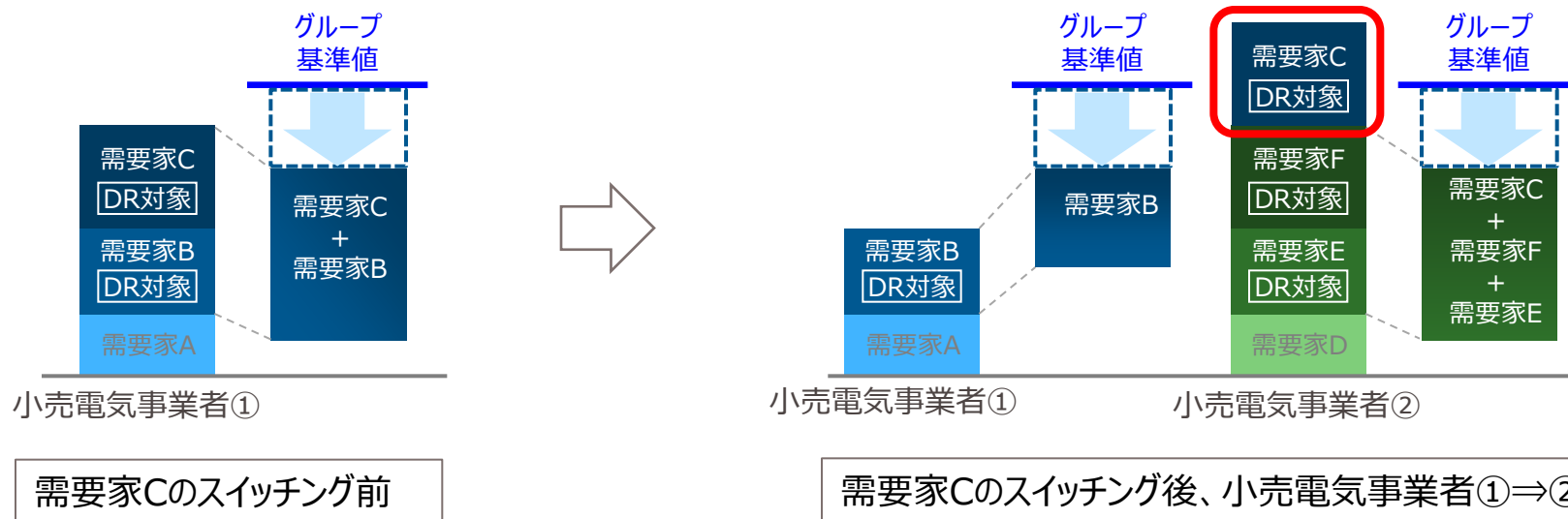
内訳の小売電気事業者数は任意に増減可能

“対象ブロック+前1時間”以外は入力不可



- 取引規程 第6章 第34条

- インバランス算定は調整電力量を需要バランシンググループの需要実績に加算し、小売電気事業者と属地TSOの間でインバランス精算を行います。
- 需給調整市場に入札するリソースにおいて小売電気事業者の契約先が変更（スイッチング）され、かつ属地TSOへ変更があった旨の連絡が無い場合、インバランス算定結果に齟齬が生じますので、リソースのスイッチングを行う場合は、取引会員へ連絡をするよう、小売電気事業者へ周知していただく必要があります。
- また、リソースのスイッチングを行う連絡を受けた取引会員は、小売電気事業者を変更した新たな各リスト・パターンを需給調整市場システムへ登録し、属地TSOに変更承認を依頼していただきます。詳細は467スライド以降をご確認ください。
- 属地TSOは連絡を受けた後、各リスト・パターンの変更承認を行い、取引会員へ結果をご連絡いたします。

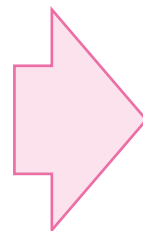


- 二次調整力②または三次調整力①の商品区分で登録された各リスト・パターンは、三次調整力②の商品区分においても取引することができます。（三次調整力②での取引を希望し、属地 T S O が認めた場合に限りです）

二次調整力②、三次調整力①②が供出可能な
リソース

リソース：A、B、C、D

系統コード	二次調整力② 各リスト・パターン	所属 リソース
9Y1 1 1	①	A、B
9Y1 1 1	②	C、D

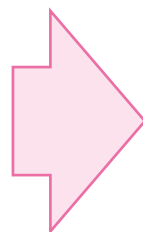


- 二次調整力②に応札可能
- いずれの各リスト・パターンも二次調整力②、三次調整力①に応札していない場合、三次調整力②に応札可能

三次調整力①②が供出可能なリソース

リソース：E、F、G、H

系統コード	三次調整力① 各リスト・パターン	所属 リソース
9Y2 3 4	①	E、F
9Y2 3 4	②	G、H

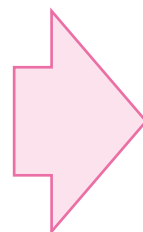


- 三次調整力①に応札可能
- いずれの各リスト・パターンも三次調整力①に応札していない場合、三次調整力②に応札可能

三次調整力②のみ供出可能なリソース

リソース：I、J、K、L

系統コード	三次調整力② 各リスト・パターン	所属 リソース
9Y9 9 9	①	I、J
9Y9 9 9	②	K、L



- 三次調整力②にのみ応札可能
- 二次調整力②、三次調整力①には応札不可



別冊（二次調整力②）
発電販売計画および基準値計画の提出方法

- 二次調整力②において、 ΔkW のアセスメントおよび調整電力量の算定は、「単独発電機で約定した場合」・「需要家リスト・パターンで約定した場合」・「発電機リストパターンで約定した場合」・「ネガポジリスト・パターンで約定した場合」のそれぞれにおいて、以下の計画等をもとに実施します。

		参入地点	電圧階級	アセスメントⅠ	アセスメントⅡ	調整電力量
単独発電機で約定した場合※3		—		発電販売計画	同左 + 1分発電計画電力計画※1 ※1 簡易指令システムで接続し、出力変化量指令を選択した場合に限ります※2	発電販売計画
需要家リスト・パターンで約定した場合	事前予測型を選択しているとき	受電点	高压以上	高压受電点基準値	1分基準値電力計画（事前予測型）	高压受電点基準値
			低压	低压受電点基準値	1分基準値電力計画（事前予測型）	低压受電点基準値
		機器点	高压以上	高压機器点基準値(アセス用)	機器点 1分基準値電力（事前予測型）	高压機器点基準値(調整電力量用・機器端)
			低压	低压機器点基準値	機器点 1分基準値電力（事前予測型）	低压機器点基準値
	直前計測型を選択しているとき			簡易指令システムで接続する場合は、商品ブロック開始時刻の5分前から開始時刻までの1分ごとの需要実績（託送供給等約款で定める損失率で修正した値） ※専用線オンラインで接続する場合は、属地TSOと調整した送信周期ごとの需要実績（＝直前計測実績）	同左	同左 + 直前計測型基準値内訳実績

※2 簡易指令システムで接続し、出力調整指令（数値指令）を選択する場合、または専用線オンラインで接続する場合、原則として実出力値で送信した指令値と実出力実績を用いてアセスメントⅡを実施します。

※3 揚水発電設備または蓄電池設備を用いて単独発電機により約定した場合の計画等の提出要否につきましては、「揚水発電設備または蓄電池設備を用いて需給調整市場に参入する場合の取扱いガイド」5. 計画等の提出」をご参照ください。



		参入地点	電圧階級	アセスメントⅠ	アセスメントⅡ	調整電力量
発電機リスト・パターンで 約定した場合		受電点	高圧以上	発電販売計画 発電上限	1分発電計画電力	発電販売計画
			低圧	発電計画合計 発電上限合計	1分発電計画電力	発電計画合計
		機器点	高圧以上	高圧機器点発電基準値（アセス用） 高圧機器点発電上限	機器点 1 分発電計画電力	高圧機器点発電基準値 （調整電力量用・機器 端）
			低圧	低圧機器点発電基準値 低圧機器点発電上限	機器点 1 分発電計画電力	低圧機器点発電基準値
ネガポジ リスト・パ ターンで 約定した 場合	直前計測型 を選択してい るとき			（発電リソースを用いる場合） 発電販売計画 （需要リソースを用いる場合） 直前計測実績 （発電リソースおよび需要リソースを用い る場合、ネガポジ型リソースを用いる場 合） 発電販売計画および直前計測実績	（発電リソースを用いる場 合） 1 分発電計画電力計画 （需要リソースを用いる場 合） 同左 （発電リソースおよび需要 リソースを用いる場合、ネガ ポジ型リソースを用いる場 合） 1 分発電計画電力計画 および直前計測実績	（発電リソースを用いる 場合） 発電販売計画 （需要リソースを用いる 場合） 同左 + 直前計測型基準 値内訳実績 （発電リソースおよび需 要リソースを用いる場合、 ネガポジ型リソースを用い る場合） 発電販売計画、直前計 測実績および直前計測 型基準値内訳実績

※2 簡易指令システムで接続し、出力調整指令（数値指令）を選択する場合、または専用線オンラインで接続する場合、原則として実出力値で送信した指令値と実出力実績を用いてアセスメントⅡを実施します。



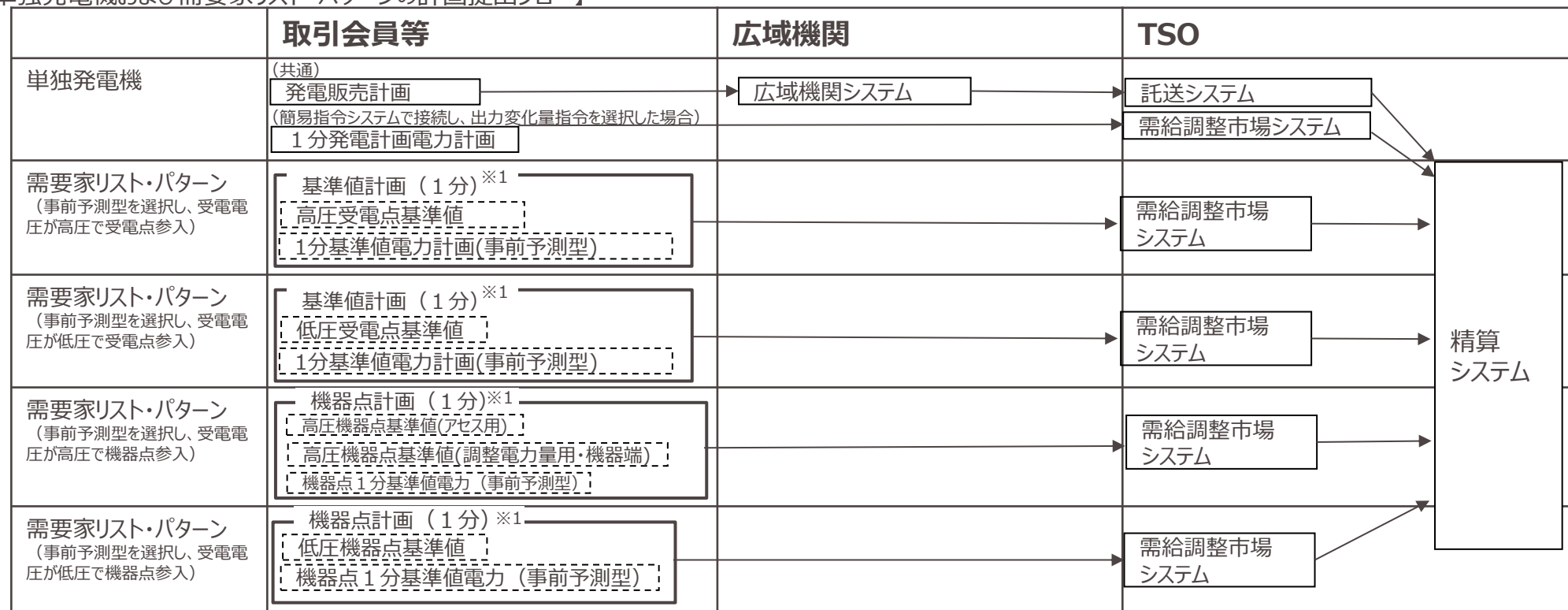
		参入地点	電圧階級	アセスメントⅠ	アセスメントⅡ	調整電力量
ネガポジ リスト・パ ターンで 約定した 場合	事前予測型 を選択してい るとき	受電点	高圧以上	(発電リソースを用いる場合) 発電販売計画, 発電上限 (需要リソースを用いる場合) 高圧受電点基準値 (発電リソースおよび需要リソースを用いる場合、ネ ガポジ型リソースを用いる場合) 発電販売計画、発電上限および高圧受電点基準 値	(発電リソースを用いる場合) 1分発電計画電力 (需要リソースを用いる場合) 1分基準値電力計画 (事前予測型) (発電リソースおよび需要リソースを用いる 場合、ネガポジ型リソースを用いる場合) 1 分発電計画電力, 1分基準値電力計画 (事前予測型)	(発電リソースを用いる場合) 発電販売計画 (需要リソースを用いる場合) 高圧受電点基準値 (発電リソースおよび需要リソースを用い る場合、ネガポジ型リソースを用いる場 合) 発電販売計画, 高圧受電点基準値
			低圧	(発電リソースを用いる場合) 発電計画合計, 発電上限合計 (需要リソースを用いる場合) 低圧受電点基準値 (発電リソースおよび需要リソースを用いる場合、ネ ガポジ型リソースを用いる場合) 発電計画合計、発電上限合計および低圧受電点 基準値	(発電リソースを用いる場合) 1分発電計画電力 (需要リソースを用いる場合) 1分基準値電力計画 (事前予測型) (発電リソースおよび需要リソースを用いる 場合、ネガポジ型リソースを用いる場合) 1 分発電計画電力, 1分基準値電力計画 (事前予測型)	(発電リソースを用いる場合) 発電計画合計 (需要リソースを用いる場合) 低圧受電点基準値 (発電リソースおよび需要リソースを用い る場合、ネガポジ型リソースを用いる場 合) 発電計画合計, 低圧受電点基準値
		機器点	高圧以上	(発電リソースを用いる場合) 高圧機器点発電基準値(アセス用), 高圧機器点 発電上限 (需要リソースを用いる場合) 高圧機器点基準値(アセス用) (発電リソースおよび需要リソースを用いる場合、ネ ガポジ型リソースを用いる場合) 高圧機器点発電基準値(アセス用), 高圧機器点 発電上限, 高圧機器点基準値(アセス用)	(発電リソースを用いる場合) 機器点 1分発電計画電力 (需要リソースを用いる場合) 機器点 1分基準値電力 (事前予測型) (発電リソースおよび需要リソースを用いる 場合、ネガポジ型リソースを用いる場合) 機器点 1分発電計画電力, 機器点 1分 基準値電力	(発電リソースを用いる場合) 高圧機器点発電基準値 (調整電力量 用・機器端) (需要リソースを用いる場合) 高圧機器点基準値(調整電力量用・機 器端) (発電リソースおよび需要リソースを用い る場合、ネガポジ型リソースを用いる場 合) 高圧機器点発電基準値 (調整電力量 用・機器端), 高圧機器点基準値(調 整電力量用・機器端)
			低圧	(発電リソースを用いる場合) 低圧機器点発電基準値 低圧機器点発電上限 (需要リソースを用いる場合) 低圧機器点基準値 (発電リソースおよび需要リソースを用いる場合、ネ ガポジ型リソースを用いる場合) 低圧機器点発電基準値 低圧機器点発電上限 低圧機器点基準値	(発電リソースを用いる場合) 1分発電計画電力 (需要リソースを用いる場合) 機器点 1分基準値電力 (事前予測型) (発電リソースおよび需要リソースを用いる 場合、ネガポジ型リソースを用いる場合) 1 分発電計画電力, 機器点 1分基準値電 力	(発電リソースを用いる場合) 低圧機器点発電基準値 (需要リソースを用いる場合) 低圧機器点基準値 (発電リソースおよび需要リソースを用い る場合、ネガポジ型リソースを用いる場 合) 低圧機器点発電基準値, 低圧機器点 基準値

※2 簡易指令システムで接続し、出力調整指令 (数値指令) を選択する場合、または専用線オンラインで接続する場合、原則として実出力値で送信した指令値と実出力実績を用いてアセスメントⅡを実施します。



- 発電販売計画は、発電契約者が広域機関に提出している値が用いられます。なお需給調整市場の契約を締結している電源に関しては、受電電圧が高圧以上で受電点参入する場合は約定の有無に関わらず、一律“調整電源”として広域機関へ発電計画を提出していただきます。
- 取引会員は、入札するリソースに応じて、入札するリソースが調整を行わない場合の1分発電計画電力計画、事前予測型基準値計画（1分）（基準値計画と1分基準値電力計画（事前予測型）を記載したもの）、直前計測型基準値内訳実績を作成し、需給調整市場システムへ登録します。
- なお、需給調整市場システムに登録できない大容量データの提出方法については、属地TSOに確認を行い、その内容に従っていただきます。
- 直前計測型を選択している場合で簡易指令システムで接続するときは、商品ブロック開始時刻の5分前から開始時刻までの1分ごとの需要実績を簡易指令システムを通じて属地TSOへ送信していただきます※。
※専用線オンラインで接続する場合は、属地TSOと調整した送信周期ごとの需要実績を専用線オンラインを通じて属地TSOへ送信していただきます。

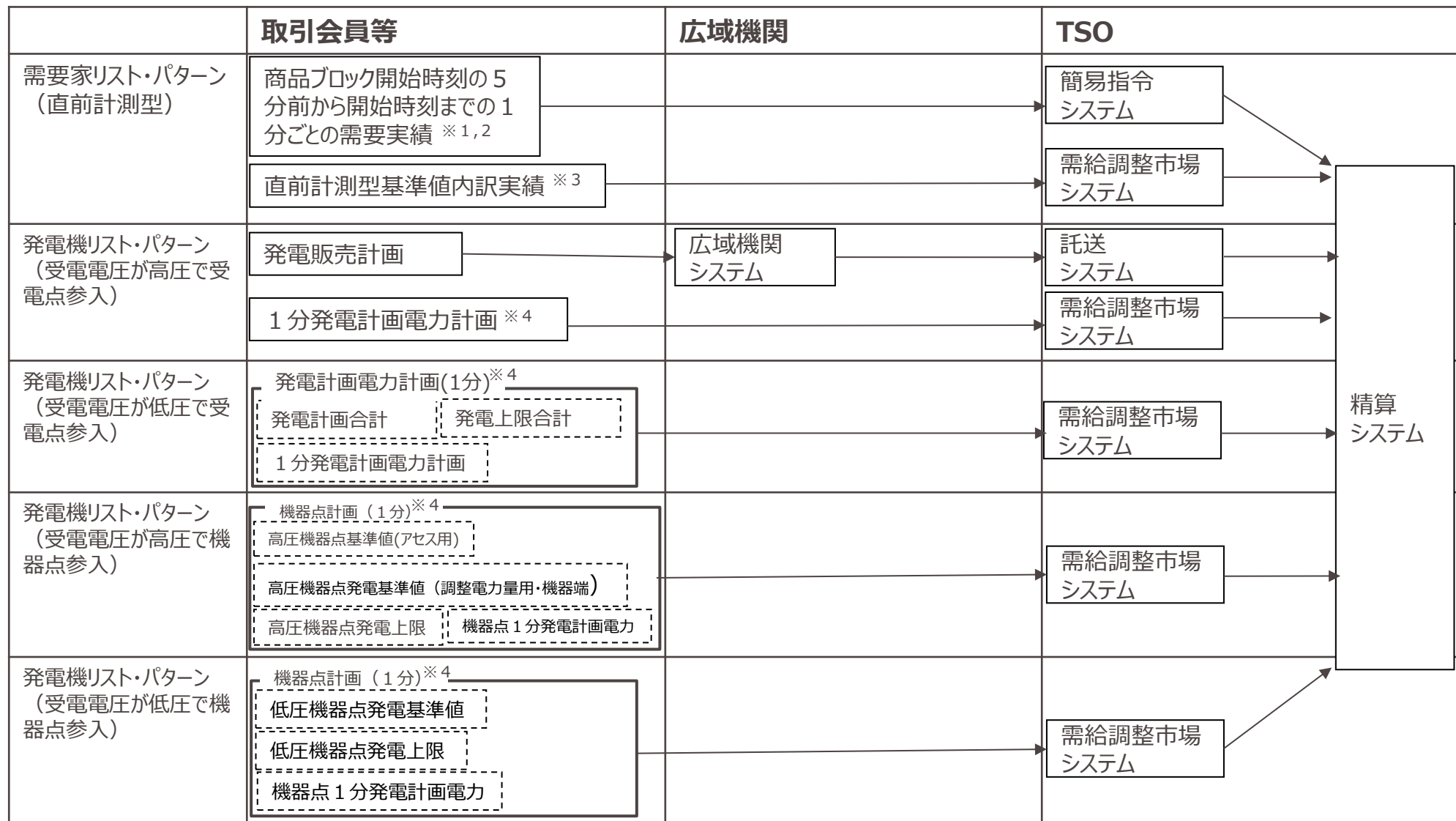
【単独発電機および需要家リスト・パターンの計画提出フロー】



※ 1 約定した商品ブロックの開始時刻の1時間前までに登録していただきます。



【需要家リスト・パターンおよび発電機リスト・パターン計画提出フロー】



※1 専用線オンラインで接続する場合は、属地TSOと調整した送信周期ごとの需要実績を、当該時間の終了時刻から1秒から5秒程度以内に専用線オンラインを通じて属地TSOへ送信していただきます。

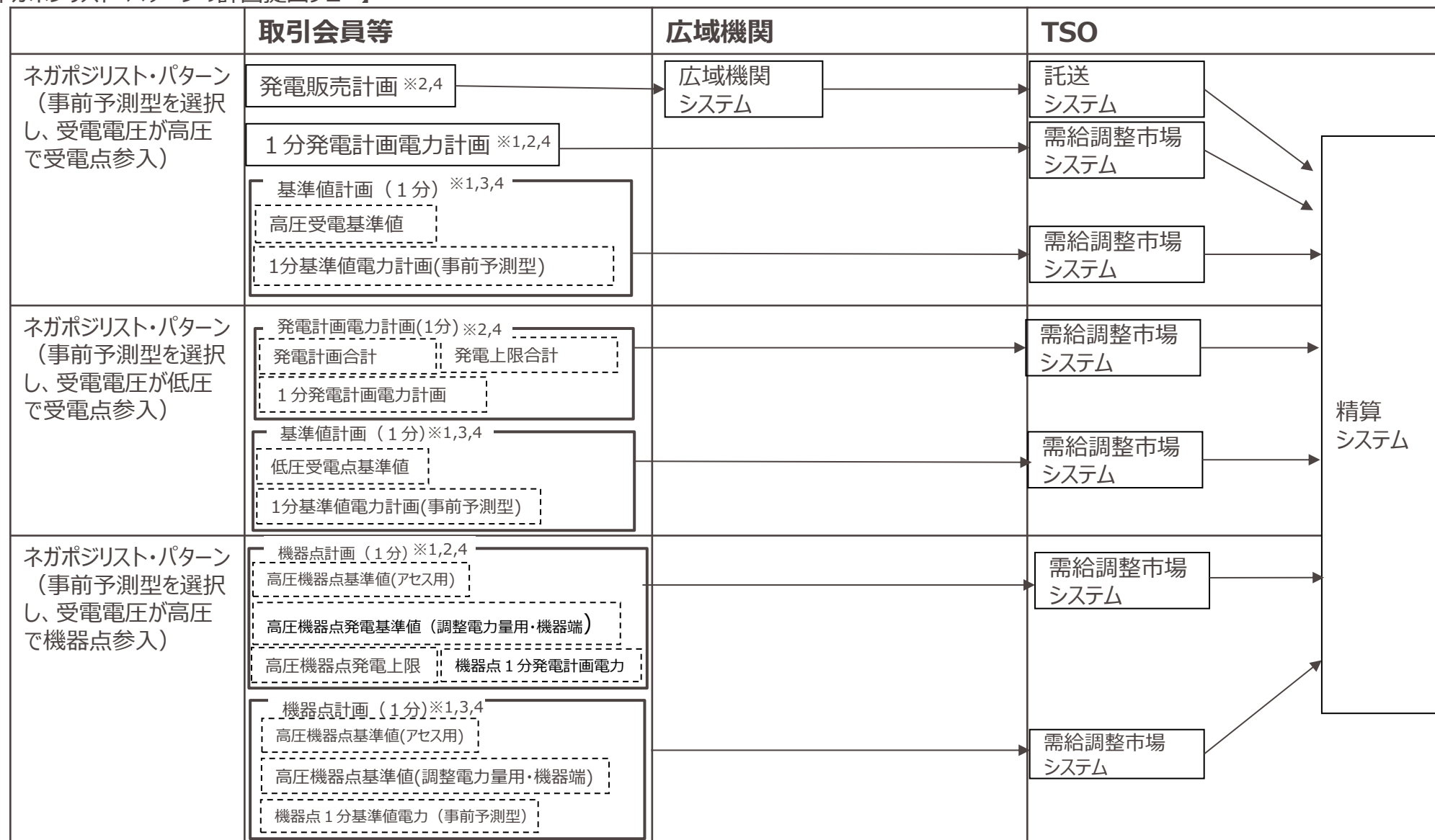
※2 簡易指令システムで接続する場合は、1分ごとの需要実績を当該コマの次の30分コマの終了時刻までに送信していただきます。

※3 約定した商品ブロック開始後から翌月10日までに登録していただきます。

※4 約定した商品ブロックの開始時刻の1時間前までに登録していただきます。



【ネガポジリスト・パターンの計画提出フロー】

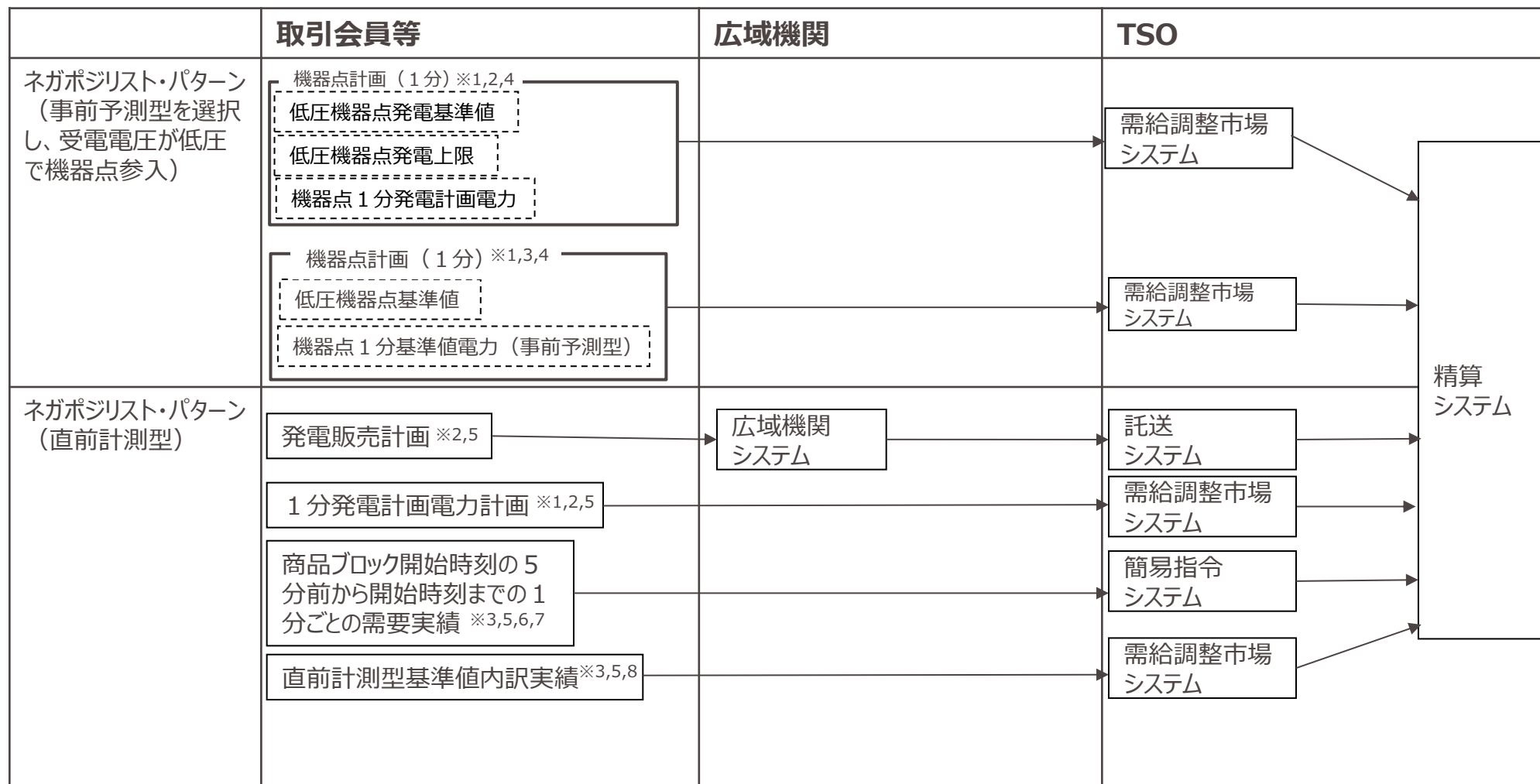


※1 約定した商品ブロックの開始時刻の1時間前までに登録していただきます。 ※2 発電リソースを用いる場合に限りです。 ※3 需要リソースを用いる場合に限りです。

※4 ネガポジ型リソースを用いる場合は、発電販売計画、1分発電計画電力計画、事前予測型基準値計画(1分)をすべて提出・登録いただきます。



【ネガポジリスト・パターンの計画提出フロー】



※1 約定した商品ブロックの開始時刻の1時間前までに登録していただきます。 ※2 発電リソースを用いる場合に限り。 ※3 需要リソースを用いる場合に限り。

※4 ネガポジ型リソースを用いる場合は、発電販売計画、1分発電計画電力計画、事前予測型基準値計画 (1分) をすべて提出・登録していただきます。

※5 ネガポジ型リソースを用いる場合は、発電販売計画、1分発電計画電力計画、商品ブロック開始時刻までの需要実績、直前計測型基準値内訳実績をすべて提出・登録していただきます。

※6 専用線オンラインで接続する場合は、属地TSOと調整した送信周期ごとの需要実績を、当該時間の終了時刻から1秒から5秒程度以内に専用線オンラインを通じて属地TSOへ送信していただきます。

※7 簡易指令システムで接続する場合は、1分ごとの需要実績を当該コマの次の30分コマの終了時刻までに送信していただきます。

※8 約定した商品ブロック開始後から翌月10日までに登録していただきます。



- 約定時間帯と計画等の提出対象期間は下表のとおりとなります。

【約定時間帯と計画等提出対象期間】

■ : 約定期間 ■ : 計画等提出対象期間

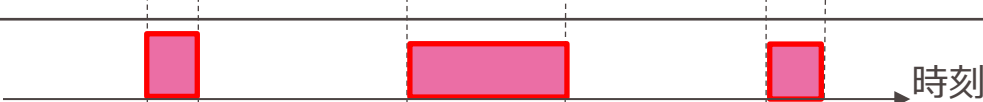
< 発電販売計画 >

発電販売計画	約定期間		約定有無にかかわらず、常時、発電販売計画を提出
	計画提出対象期間		

< 基準値計画 (1分) >

高圧受電点基準値 低圧受電点基準値 1分基準値電力計画 (事前予測型)	約定期間		約定時間帯と約定時間前1時間の基準値計画を提出
	計画提出対象期間		

< 発電計画電力計画 (1分) >

発電計画合計 発電上限合計 1分発電計画電力計画	約定期間		約定時間帯の計画を提出
	計画提出対象期間		



- 約定時間帯と計画等の提出対象期間は下表のとおりとなります。

【約定時間帯と計画等提出対象期間】

■ : 約定期間 ■ : 計画等提出対象期間

<商品ブロック開始時刻の5分前から開始時刻までの1分ごとの需要実績>

商品ブロック開始時刻の 5分前から開始時刻 までの1分ごとの需要 実績※	約定期間			約定した各商品ブ ロック開始時刻の 5分前から開始時 刻までの需要実績 を提出
	計画提出対象期間			

<直前計測型基準値内訳実績>

直前計測型基準値 内訳実績	約定期間				約定時間帯の 計画を提出
	計画提出対象期間				

※ 直前計測型を選択し、専用線オンラインで接続する場合は、属地TSOと調整した送信周期ごとの需要実績



- 約定時間帯と計画等の提出対象期間は下表のとおりとなります。

【約定時間帯と計画等提出対象期間】

■ : 約定期間 ■ : 計画等提出対象期間

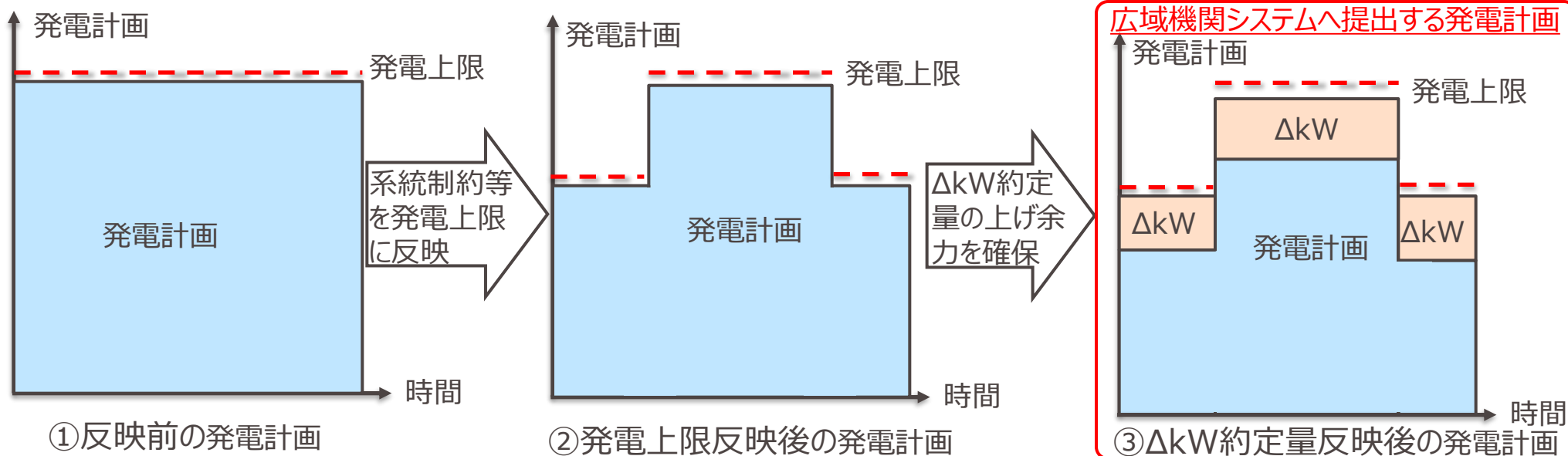
< 機器点計画 (1 分) >

高圧機器点基準値 (アセス用) 高圧機器点基準値 (調整電力量用・機器端) 機器点 1 分基準値電力 (事前予測型) 低圧機器点基準値 高圧機器点発電上限 低圧機器点発電上限 機器点 1 分発電計画電力	約定期間		約定時間帯と約 定時間前 1 時間 の計画を提出
	計画提出対象期間		

- 単独発電機、発電機リスト・パターンまたはネガポジリスト・パターン（受電電圧が高圧以上で受電点参入する発電リソースまたはネガポジ型リソースを用いる場合に限り）で約定した場合、発電計画は下記項目を反映の上、広域機関システムへ発電販売計画の提出をお願いします。
- 需給調整市場の契約を締結している電源に関しては、約定の有無に関わらず、一律「調整電源」として発電販売計画を提出していただきます。（ただし、「一次調整力」のみの場合は「調整電源」としては扱いません）

<反映が必要な項目>

- 発電上限：定格出力に対して、下例のような最大出力に影響を与える事象を適切に反映した発電可能上限値を記載。
 - ・ 渇水や海水温度上昇等による出力低下等発電機の機器特性による影響
 - ・ 発電機の作業に伴う運転出力の制約や系統作業に伴いTSOから提示された運転出力の制約
- 発電計画：上記の発電上限から ΔkW 約定量の出力上昇幅を確保したうえで、発電機の運転計画を策定。



- 単独発電機で約定した場合で、簡易指令システムで接続し、出力変化量指令を選択したとき、または、発電機リスト・パターンもしくはネガポジリスト・パターン（発電リソースまたはネガポジ型リソースを用いる場合に限りま）で約定した場合は、約定した商品ブロックの約定対象時間帯の1分発電計画電力計画を約定した商品ブロックの開始時刻1時間前までに、需給調整市場システムへ登録※1いただきます。

※1 1分発電計画電力計画の未提出または不備がある場合、供出可能量はゼロとして扱います。

- なお、2ブロック以上連続して約定した場合でも、1分発電計画電力計画は約定した商品1ブロックにつき1ファイル作成および提出いただきます。（発電計画電力計画は、48コマのうち約定した商品ブロックの発電計画電力を記載した24時間を1つのファイルで提出いただきます）。

【約定ブロックと1分発電計画電力計画の提出期限例】

4月4日 基準値計画	23:00	23:30	0:00	0:30	1:00	1:30	～	14:30	15:00	15:30	16:00	16:30	17:00	17:30	18:00 ～ 24:00
約定商品 ブロック有無	－	－	有	有	有	無	無	無	無	有	有	有	有	有	無
計画提出要否	必要	必要	必要	必要	必要	不要	不要	必要	必要	必要	必要	必要	必要	必要	不要

基準値計画の提出期限(4月3日23時)

対象時刻	23:00	23:30	0:00	0:30	1:00	1:30	～	14:30	15:00	15:30	16:00	16:30	17:00	17:30	18:00 ～ 24:00
1分発電計 画電力計画	－	－	180	180	170	－	－	－	－	170	150	170	160	170	－

1時間前

約定商品ブロック

1時間前

約定商品ブロック

※基準値計画の入力が不要なコマは、入力不要



- 登録後に1分発電計画電力計画を変更する場合は、各30分コマの実需給の開始時刻の1時間前までに需給調整市場システムに再登録していただきます。ただし、再登録をする1分発電計画電力計画に含まれる30分コマのうち、開始時刻が再登録をする時刻から1時間未満の30分コマの1分発電計画電力は、すでに登録されている1分発電計画電力計画の当該30分コマの1分発電計画電力から変更することはできないものとします。

【約定ブロックと1分発電計画電力計画の提出期限例】

4月23日	0:00～11:00	11:00	11:30	12:00	12:30	13:00	13:30	14:00	14:30	15:00	15:30	16:00	16:30	17:00	17:30	18:00～24:00
約定商品 ブロック有無	無	無	無	有	有	有	有	有	有	有	有	有	有	有	有	無
計画 提出要否	不要	不要	不要	必要 (1分 発電 計画 電力 計画)	必要 (1分 発電 計画 電力 計画)	必要 (1分 発電 計画 電力 計画)	必要 (1分 発電 計画 電力 計画)	必要 (1分 発電 計画 電力 計画)	必要 (1分 発電 計画 電力 計画)	必要 (1分 発電 計画 電力 計画)	必要 (1分 発電 計画 電力 計画)	必要 (1分 発電 計画 電力 計画)	必要 (1分 発電 計画 電力 計画)	必要 (1分 発電 計画 電力 計画)	必要 (1分 発電 計画 電力 計画)	不要

登録時

▽登録時提出期限(4月23日11時) 約定商品ブロック

対象時刻	～	11:00	11:30	12:00	12:30	13:00	13:30	14:00	14:30	～
1分発電計画 電力計画	～	—	—	180	180	170	160	160	160	～

1時間前

(13:00以降の計画を変えたい)

再登録時

▽再登録時提出期限(4月23日12時)

対象時刻		11:00	11:30	12:00	12:30	13:00	13:30	14:00	14:30	
1分発電計画 電力計画		—	—	180	180	180	190	190	200	

1時間前

13:00以降の計画を変更する場合は、12:00までに再登録していただく必要があります。

※例えば11:45に再登録する場合は、その1時間後である12:45を含む30分コマより前の30分コマの計画値を変更することはできません。



- 需要家リスト・パターンまたはネガポジリスト・パターン（需要リソースまたはネガポジ型リソースを用いる場合に限り）で約定した場合で事前予測型を選択したときは、約定した商品ブロックの開始1時間前と、約定対象時間帯の基準値計画もしくは機器点計画を約定した商品ブロックの開始1時間前と、約定対象時間帯の事前予測型基準値計画（1分）（基準値計画および1分基準値電力計画（事前予測型）を記載したもの）を約定した商品ブロックの開始時刻1時間前までに、需給調整市場システムへ登録※1いただきます。

※1 事前予測型基準値計画（1分）の未提出または不備がある場合、供出可能量はゼロとして扱います。

- なお、2ブロック以上連続して約定した場合でも、事前予測型基準値計画（1分）は約定した商品1ブロックにつき1ファイル作成および提出いただきます（基準値計画は、48コマのうち約定した商品ブロックの基準値を記載した24時間を1つのファイルで提出いただきます）。

【約定商品ブロックと基準値計画の提出期限例】

4月4日 基準値計画	22:30	23:00	23:30	0:00	0:30	1:00	1:30	～	14:30	15:00	15:30	16:00	16:30	17:00	17:30	18:00 ～ 24:00
約定商品 ブロック有無	無	無	無	有	有	有	無	無	無	無	有	有	有	有	有	無
基準値計画 提出可否	不要	必要	必要	必要	必要	必要	不要	不要	必要	必要	必要	必要	必要	必要	必要	不要

基準値計画の提出期限
(4月3日23時)

時間

対象時刻	22:30	23:00	23:30	0:00	0:30	1:00	1:30	～	14:30	15:00	15:30	16:00	16:30	17:00	17:30	18:00 ～ 24:00
基準値		190	180	180	180	170	—	—	160	160	170	150	170	160	170	—

1時間前

約定商品ブロック

1時間前

約定商品ブロック

※基準値計画の入力が不要なコマは、入力不要

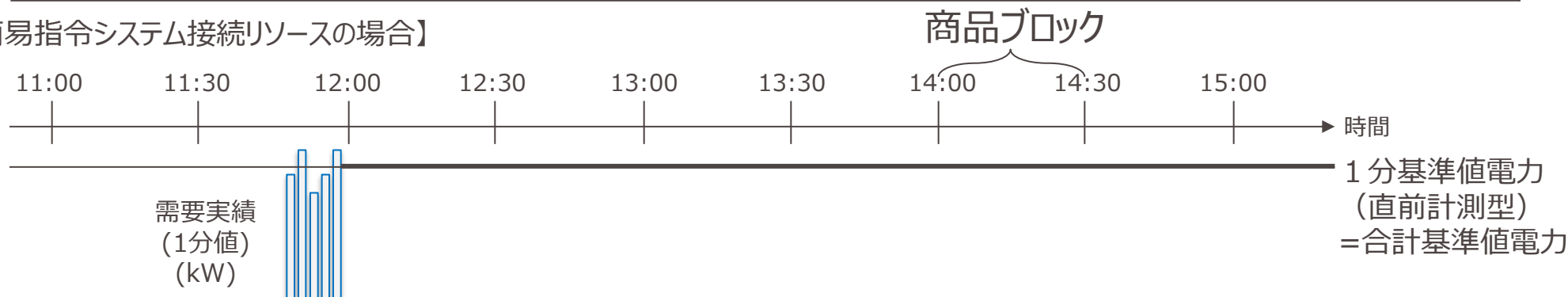


- 需要家リスト・パターンまたはネガポジリスト・パターン（需要リソースまたはネガポジ型リソースを用いる場合に限り）で約定した場合で直前計測型を選択し、簡易指令システムで接続するときは、約定した商品ブロック開始時刻の5分前から開始時刻までの1分ごとの需要実績（託送供給等約款で定める損失率で修正した値）を簡易指令システムを通じて属地TSOへ送信※1いただきます※2。
- 送信された5点の需要実績の平均が、1分基準値電力（直前計測型）（＝合計基準値電力）となり、これにもとづき、ΔKWのアセスメントおよび調整電力量の算定を行います。

※1 計測点5点のうち1点も送信されなかった場合は、供出可能量はゼロとして扱います。

※2 専用線オンラインで接続する場合は、属地TSOと調整した送信周期ごとの需要実績を専用線オンラインを通じて属地TSOへ送信していただきます。

【簡易指令システム接続リソースの場合】



対象時刻	11:55	11:56	11:57	11:58	11:59
需要実績(kW)	2000	2050	1950	2000	2050

5点を平均

(注)送信されなかった点が一部でもある場合は、送信に成功した点の平均を1分基準値電力（直前計測型）（＝合計基準値電力）とみなします。

対象時刻	12:00	12:30	13:00	13:30	14:00	14:30
合計基準値電力(kW)	2010	2010	2010	2010	2010	2010



2-6. 発電販売計画および 基準値計画の提出方法 c. 基準値計画等(3/7)

383

- 需要家リスト・パターンまたはネガポジリスト・パターン（需要リソースまたはネガポジ型リソースを用いる場合に限り）で約定した場合で直前計測型を選択したとき、同一のリスト・パターンが連続して複合市場商品に約定している場合は、最初の商品ブロック※1の1分、属地周期または1秒基準値電力（直前計測型）（＝合計基準値電力）を、当該連続して約定している商品ブロックのすべてに適用します。※1 取引規程では商品ブロックと記載する場合、商品特定した提供期間を指しております。そのため、同一の直前需要を採用するのは複合市場商品への約定が連続する範囲となります。

商品区分：二次調整力②（三次調整力②にも供出可能量あり）、二次調整力②の基準値の設定方法：直前計測型の需要家リスト・パターンの場合

＜ケース1＞ 複合市場商品と三次調整力②の商品区分を跨がない連続約定

約定時間帯	ブロック① 0:00-0:30	ブロック② 0:30-1:00	ブロック③ 1:00-1:30	ブロック④ 1:30-2:00	ブロック⑤ 2:00-2:30
約定商品	三次調整力①	三次調整力①	三次調整力①	三次調整力①	三次調整力②
直前需要実績の提出	要 (23:55-0:00)	要 (23:55-0:00)	要 (23:55-0:00)	要 (23:55-0:00)	不要
合計基準値電力	ブロック①の 直前需要平均を 採用	ブロック①の 直前需要平均を 採用	ブロック①の 直前需要平均を 採用	ブロック①の 直前需要平均を 採用	需給調整市場 システム登録の 基準値採用

＜ケース2＞ 複合市場商品と三次調整力②の商品区分を跨いで連続約定

複合市場商品で連続約定している場合、最初のブロック※2の直前実績を採用

約定時間帯	ブロック① 0:00-0:30	ブロック② 0:30-1:00	ブロック③ 1:00-1:30	ブロック④ 1:30-2:00	ブロック⑤ 2:00-2:30
約定商品	三次調整力①	三次調整力②	三次調整力①	三次調整力①	三次調整力②
直前需要実績の提出	要 (23:55-0:00)	不要	要 (0:55-1:00)	要 (0:55-1:00)	不要
合計基準値電力	ブロック①の 直前需要平均を 採用	需給調整市場 システム登録の 基準値採用	ブロック③の 直前需要平均を 採用	ブロック③の 直前需要平均を 採用	需給調整市場 システム登録の 基準値採用

複合市場商品と三次調整力②で連続して約定している場合、複合市場商品が連続している中での最初のブロック※2の直前実績を採用

※2 最初の商品ブロックが一次調整力かつ監視方法がオフラインの場合、当該商品ブロックの開始時刻の5分前から開始時刻までの、1秒ごとの需要実績を、属地TSOから求めがあった日の翌営業日までに所定の様式により通知いたします。



取引規程 第6章 第34条

三次② 三次① 二次② 二次① 一次 複合

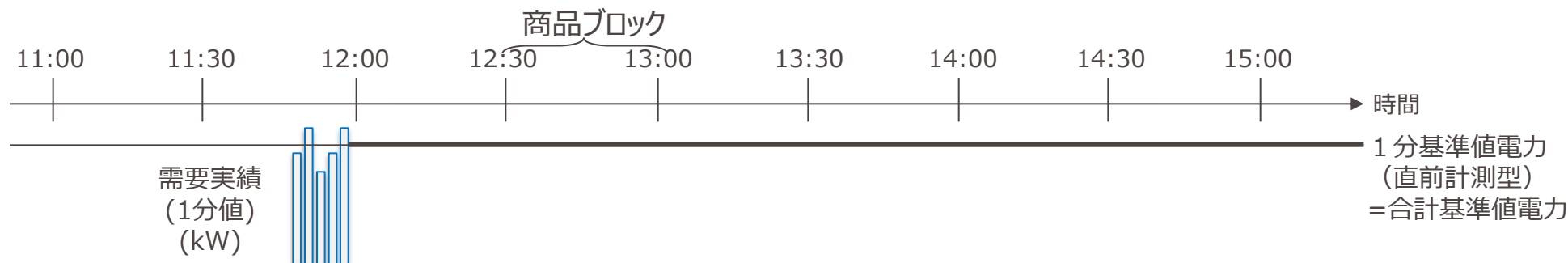
2-6. 発電販売計画および 基準値計画の提出方法 c. 基準値計画等(4/7)

修正

384

- 需要家リスト・パターンまたはネガポジリスト・パターン（需要リソースまたはネガポジ型リソースを用いる場合に限り）で約定した場合で直前計測型を選択したときは、約定した商品ブロックの約定対象時間帯の直前計測型基準値内訳実績を約定した商品ブロック開始後から約定した商品ブロックの属する月の翌月10日までに、需給調整市場システムへ登録※1いただきます。
- 小売電気事業者ごと※2の基準値は、1分基準値電力（直前計測型）、属地周期基準値電力（直前計測型）または1秒基準値電力（直前計測型）を2で除した値を、当該30分コマの直前計測型基準値内訳実績の小売電気事業者ごと※2の基準値相当の需要実績を直前計測型基準値内訳実績の合計値で除した比率で按分した値（以下、「修正後基準値」といいます。）とします。

【簡易指令システム接続リソースで基準値として1分基準値電力（直前計測型）が採用された場合】



対象時刻	12:00	12:30	13:00	13:30	14:00	14:30
合計基準値電力(kW)	4000	4000	4000	4000	4000	4000

対象時刻	12:00	12:30	13:00	13:30	14:00	14:30
基準値相当の需要実績 (小売電気事業者A)	500	400 ⇒421	400	450	500	500
基準値相当の需要実績 (小売電気事業者B)	1500	1500 ⇒1579	1600	1550	1500	1500

⇒直前計測型基準値内訳実績を約定した商品ブロック開始後から翌月10日までに登録いただきます。

合計基準値電力に合うように、小売電気事業者ごと※2の基準値を修正（比率按分）します。

※1 直前計測型基準値内訳実績の未提出または不備がある場合、供出可能量はゼロとして扱います。

※2 受電電圧が低圧の受電点において発電量調整供給契約を締結している場合には所属小売電気事業者コードおよび所属発電BGコードごと



取引規程 第6章 第34条

- 小売電気事業者ごと※の修正後基準値の合計値が1分基準値電力（直前計測型）、属地周期基準値電力（直前計測型）または1秒基準値電力（直前計測型）を2で除した値と一致しない場合は、直前計測型基準値内訳実績のうち最初に記載された小売電気事業者の基準値は1分基準値電力（直前計測型）、属地周期基準値電力（直前計測型）または1秒基準値電力（直前計測型）を2で除した値から、当該小売電気事業者以外の修正後基準値の合計値を差し引いた値とします。

【基準値として1分基準値電力（直前計測型）が採用された場合】

※ 受電電圧が低圧の受電点において発電量調整供給契約を締結している場合には
所属小売電気事業者コードおよび所属発電BGコードごと

対象時刻	12:00	12:30	13:00	13:30	14:00	14:30
合計基準値電力(kW)	2000	2000	2000	2000	2000	2000

対象時刻	12:00	12:30	13:00	13:30	14:00	14:30
基準値相当の需要実績 (小売電気事業者A)	400	400	400	400	400	400
基準値相当の需要実績 (小売電気事業者B)	200	200	200	200	200	200
基準値相当の需要実績 (小売電気事業者C)	400	300	400	400	400	400
合計	1000	900	1000	1000	1000	1000

直前計測型基準値内訳
実績のうち最初に記載さ
れた小売電気事業者の
基準値を差引により算出。

対象時刻	12:30
修正後基準値 (小売電気事業者A)	$400 \times 1000 \div 900 = 444.44$ ⇒ (小数第1位四捨五入) 444
修正後基準値 (小売電気事業者B)	$200 \times 1000 \div 900 = 222.22$ ⇒ (小数第1位四捨五入) 222
修正後基準値 (小売電気事業者C)	$300 \times 1000 \div 900 = 333.33$ ⇒ (小数第1位四捨五入) 333
合計	$444 + 222 + 333 = 999 \neq 1000$

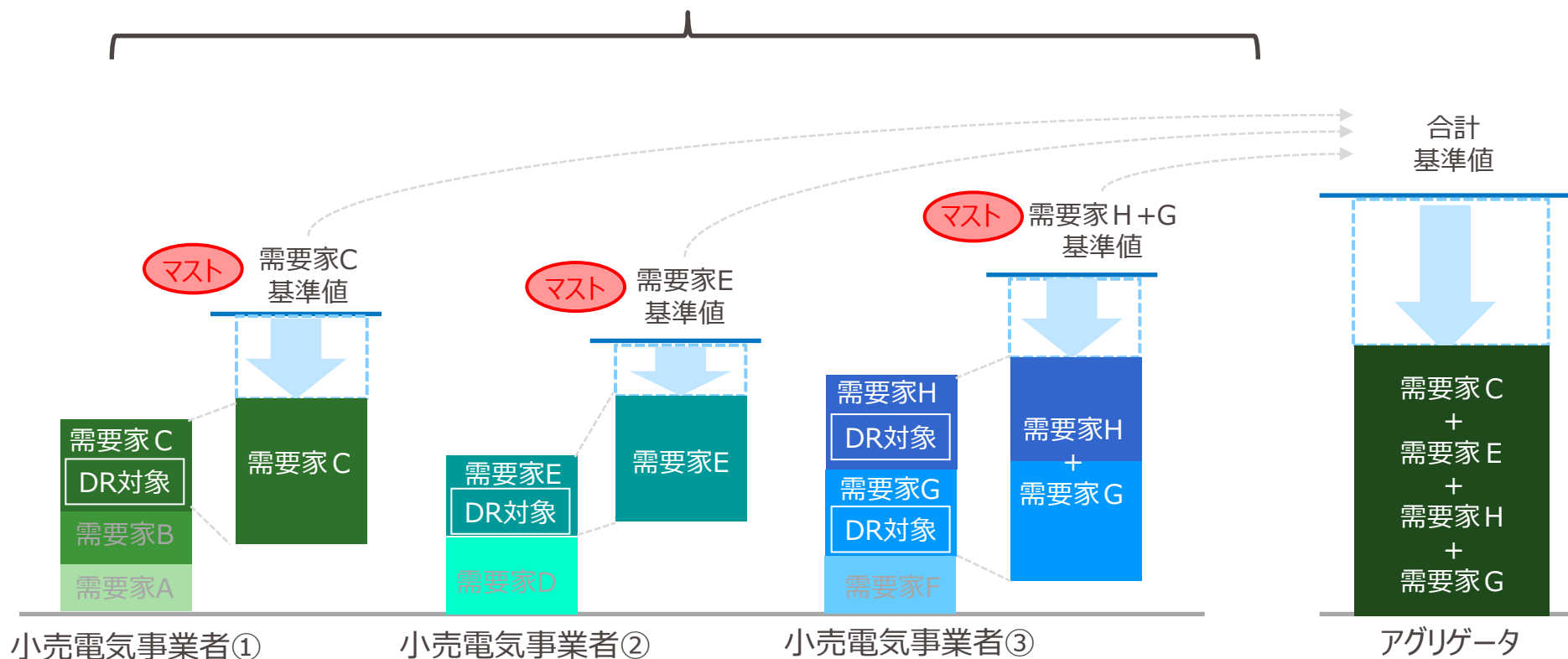
対象時刻	12:30
基準値 (小売電気事業者A)	$1000 - 222 - 333 = 445$
基準値 (小売電気事業者B)	222
基準値 (小売電気事業者C)	333
合計	1000

修正後基準値の合計が、1分基準値電力（直前計測型）（＝合計基準値電力）を2で除した値と一致しない



- 需要バランシンググループのインバランス算定上、小売電気事業者ごとの基準値が必要となるため、需要家リスト・パターンおよびネガポジリスト・パターン（需要リソースまたはネガポジ型リソースを用いる場合に限りま）における基準値の内訳として、小売電気事業者ごとの基準値を需給調整市場システムへ登録（受電電圧が高圧以上で機器点参入する場合は機器点ごと、受電電圧が低圧の受電点において発電量調整供給契約を締結している場合は所属小売電気事業者コードおよび所属発電BGコードごと）いただきます。

小売電気事業者ごとの基準値を提出



- 需給調整市場システムに登録する基準値計画等は、需給調整市場基準値計画等及び基準値内訳実績受領業務ビジネスプロトコル標準規格に準拠したXMLファイルとします。
- 必要により、エクセルシートからXMLファイルに変換する入力支援ツールをご活用ください。

【事前予測型基準値入力支援ツール記載例(複合市場商品の場合)】

※画面は今後変更となる可能性があります

事前予測型基準値計画入力支援ツール

□ : 必須入力箇所
 ■ : 自動入力箇所
 ■ : マクロで変更

対象商品ブロック変更

小売電気事業者数変更

基準値XML読込

基準値XML出力

XMLファイル妥当性検証

終了(上書保存)

対象年月日	20210403	読込ファイル名	C:¥Users¥Desktop¥W9_0131_20210402_07_3Y**5_MMS.xml			
対象商品ブロック	ブロック②	出力先	C:¥Users¥Desktop¥提出ファイル			
対象需要家リスト・パターン	パターン⑧					
基本情報			出力ファイル名情報			
	コード	名称^	XMLファイル名	W9_0131_20210403_07_3Y**5_MSS.xml		
情報区分	0131	複合市場商品基準値計画	対象時期の開始日	20210403		
提出先事業者	10033	東京電力 P G	約定対象開始コマ番号	07		
送信事業者	8**3	グローバルリソースアグリゲータ	アグリゲータ用系統コード	3Y**5		
提出者(アグリゲータ用系統コード)	3Y**5	グローバルリソースアグリゲータ	電源等コード	MMS		
運用モード	通常	属地周期(秒)	1秒周期			
合計基準値	基準値内訳					
	小売電気事業者 1	小売電気事業者2	小売電気事業者3	小売電気事業者4		
合計基準値 = Σ基準値計内訳	小売電気事業者コード	小売電気事業者コード	小売電気事業者コード	小売電気事業者コード		
	42**3	41**3	40**3	47**3		
	小売電気事業者名称^	小売電気事業者名称^	小売電気事業者名称^	小売電気事業者名称^		
	東京エナジー	関東でんき	六本木パワー	タワーレジデンス		
基準値合計(kWh) ^	基準値(kWh)	基準値(kWh)	基準値(kWh)	基準値(kWh)		
"対象ブロック+前1時間"以外は入力不可						

"対象ブロック+前1時間"以外は入力不可

内訳の小売電気事業者数は任意に増減可能

"対象ブロック+前1時間"以外は入力不可



- 各リスト・パターンのXMLファイルは、1 パターンごとに作成していただきます。
- 下図のとおり、パターン①～⑤を登録する場合、パターン①～⑤の各リスト・パターンXMLをそれぞれ作成して、需給調整市場システムに登録いただきます。

【需要家リスト・パターン例】

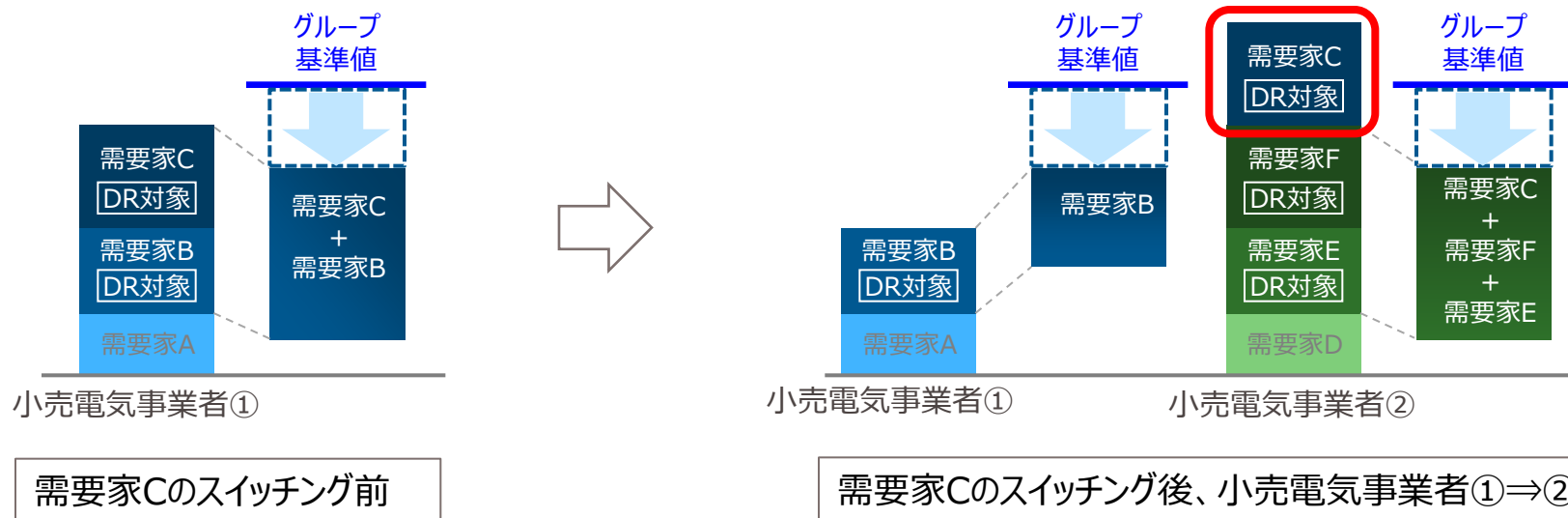
需要家	パターン①	パターン②	パターン③	パターン④	パターン⑤
A	○	○	○	○	○
B	○	○	○		
C	○			○	
D	○		○		
E	○	○			○

【需要家リスト・
パターンのファイル例】

1 約定 1 パターン		1 約定 1 パターン		1 約定 1 パターン		1 約定 1 パターン		1 約定 1 パターン	
需要家	パターン①	需要家	パターン②	需要家	パターン③	需要家	パターン④	需要家	パターン⑤
A	○	A	○	A	○	A	○	A	○
B	○	B	○	B	○	C	○	E	○
C	○	E	○	D	○				
D	○								
E	○								



- インバランス算定は調整電力量を需要バランシンググループの需要実績に加算し、小売電気事業者と属地TSOの間でインバランス精算を行います。
- 需給調整市場に入札するリソースにおいて小売電気事業者の契約先が変更（スイッチング）され、かつ属地TSOへ変更があった旨の連絡が無い場合、インバランス算定結果に齟齬が生じますので、リソースのスイッチングを行う場合は、取引会員へ連絡をするよう、小売電気事業者へ周知していただく必要があります。
- また、リソースのスイッチングを行う連絡を受けた取引会員は、小売電気事業者を変更した新たな各リスト・パターンを需給調整市場システムへ登録し、属地TSOに変更承認を依頼していただきます。詳細は467スライド以降をご確認ください。
- 属地TSOは連絡を受けた後、各リスト・パターンの変更承認を行い、取引会員へ結果をご連絡いたします。

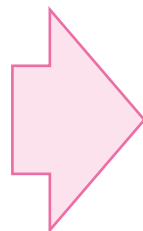


- 二次調整力②または三次調整力①の商品区分で登録された各リスト・パターンは、三次調整力②の商品区分においても取引することができます。（三次調整力②での取引を希望し、属地 T S O が認めた場合に限りです）

二次調整力②、三次調整力①②が供出可能な
リソース

リソース：A、B、C、D

系統コード	二次調整力② 各リスト・パターン	所属 リソース
9Y1 1 1	①	A、B
9Y1 1 1	②	C、D

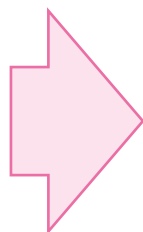


- 二次調整力②に応札可能
- いずれの各リスト・パターンも二次調整力②、三次調整力①に応札していない場合、三次調整力②に応札可能

三次調整力①②が供出可能なリソース

リソース：E、F、G、H

系統コード	三次調整力① 各リスト・パターン	所属 リソース
9Y2 3 4	①	E、F
9Y2 3 4	②	G、H

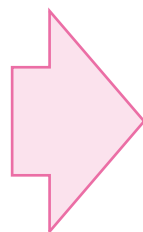


- 三次調整力①に応札可能
- いずれの各リスト・パターンも三次調整力①に応札していない場合、三次調整力②に応札可能

三次調整力②のみ供出可能なリソース

リソース：I、J、K、L

系統コード	三次調整力② 各リスト・パターン	所属 リソース
9Y9 9 9	①	I、J
9Y9 9 9	②	K、L



- 三次調整力②にのみ応札可能
- 二次調整力②、三次調整力①には応札不可



別冊（二次調整力①）
発電販売計画および基準値計画の提出方法

- 二次調整力①において、 ΔkW のアセスメントおよび調整電力量の算定は、「単独発電機で約定した場合」・「需要家リスト・パターンで約定した場合」・「発電機リストパターンで約定した場合」・「ネガポジリスト・パターンで約定した場合」のそれぞれにおいて、以下の計画等をもとに実施します。

		参入地点	電圧階級	アセスメントⅠ	アセスメントⅡ	調整電力量
単独発電機で約定した場合※3		—		発電販売計画	同左 + 1分発電計画電力計画※1または属地周期発電計画電力計画※1 ※1 出力変化量指令を選択した場合に限ります。※2	発電販売計画
需要家リスト・パターンで約定した場合	事前予測型を選択しているとき	受電点	高压以上	高压受電点基準値	1分基準値電力計画（事前予測型）または属地周期基準値電力計画（事前予測型）	高压受電点基準値
			低压	低压受電基準値	1分基準値電力（事前予測型）または属地周期基準値電力（事前予測型）	低压受電点基準値
		機器点	高压以上	高压機器点基準値（アセス用）	機器点1分基準値電力（事前予測型）または機器点属地周期基準値電力（事前予測型）	高压機器点基準値（調整電力量用・機器端）
			低压	低压機器点基準値	機器点1分基準値電力（事前予測型）または機器点属地周期基準値電力（事前予測型）	低压機器点基準値
	直前計測型を選択しているとき			商品ブロック開始時刻の5分前から開始時刻までの、属地TSOと調整した送信周期ごとの需要実績（託送供給等約款で定める損失率で修正した値） （＝直前計測実績）	同左	同左＋直前計測型基準値内訳実績

※2 出力調整指令（数値指令）の場合、原則として実出力値で送信した指令値と実出力実績を用いてアセスメントⅡを実施します。

※3 揚水発電設備または蓄電池設備を用いて単独発電機により約定した場合の計画等の提出要否につきましては、「揚水発電設備または蓄電池設備を用いて需給調整市場に参入する場合の取扱いガイド」「5. 計画等の提出」をご参照ください。



		参入地点	電圧階級	アセスメントⅠ	アセスメントⅡ	調整電力量
発電機リスト・パターンで 約定した場合		受電点	高圧以上	発電販売計画 発電上限	1分発電計画電力計画または属地 周期発電計画電力計画	発電販売計画
			低圧	発電計画合計 発電上限合計	1分発電計画電力または 属地周期発電計画電力	発電計画合計
		機器点	高圧以上	高圧機器点発電基準値 (アセス用) 高圧機器点発電上限	機器点1分発電計画電力 または機器点属地周期発電計画電力	高圧機器点発電基準値 (調 整電力量用・機器端)
			低圧	低圧機器点発電基準値 低圧機器点発電上限	機器点1分発電計画電力 または機器点属地周期発電計画電力	低圧機器点発電基準値
ネガポジ リスト・パ ターンで 約定した 場合	事前予測型 を選択してい るとき	受電点	高圧以上	(発電リソースを用いる場合) 発電販売計画, 発電上限 (需要リソースを用いる場合) 高圧受電点基準値 (発電リソースおよび需要リ ソースを用いる場合、ネガポ ジ型リソースを用いる場合) 発電販売計画, 発電上限、 高圧受電点基準値	(発電リソースを用いる場合) 1分発電計画電力計画または属地 周期発電計画電力計画 (需要リソースを用いる場合) 1分基準値電力計画 (事前予測 型) または属地周期基準値電力計 画 (事前予測型) (発電リソースおよび需要リソースを用 いる場合、ネガポジ型リソースを用いる 場合) 1分発電計画電力計画もしくは属地 周期発電計画電力計画および1分 基準値電力計画 (事前予測型) も しくは属地周期基準値電力計画 (事 前予測型)	(発電リソースを用いる場合) 発電販売計画 (需要リソースを用いる場合) 高圧受電点基準値 (発電リソースおよび需要リ ソースを用いる場合、ネガポ ジ型リソースを用いる場合) 発電販売計画および高圧受 電点基準値
			低圧	(発電リソースを用いる場合) 発電計画合計, 発電上限合 計 (需要リソースを用いる場合) 低圧受電点基準値 (発電リソースおよび需要リ ソースを用いる場合、ネガポ ジ型リソースを用いる場合) 発電計画合計, 発電上限合 計, 低圧受電点基準値	(発電リソースを用いる場合) 1分発電計画電力または属地周期発 電計画電力 (需要リソースを用いる場合) 1分基準値電力 (事前予測型) または属地周期基準値電力 (事前 予測型) (発電リソースおよび需要リソースを用 いる場合、ネガポジ型リソースを用いる 場合) 1分発電計画電力または属地 周期発電計画電力および1分基準 値電力 (事前予測型) または属地 周期基準値電力 (事前予測型)	(発電リソースを用いる場合) 発電計画合計 (需要リソースを用いる場合) 低圧受電点基準値 (発電リソースおよび需要リ ソースを用いる場合、ネガポ ジ型リソースを用いる場合) 発電 計画合計, 低圧受電点基準 値

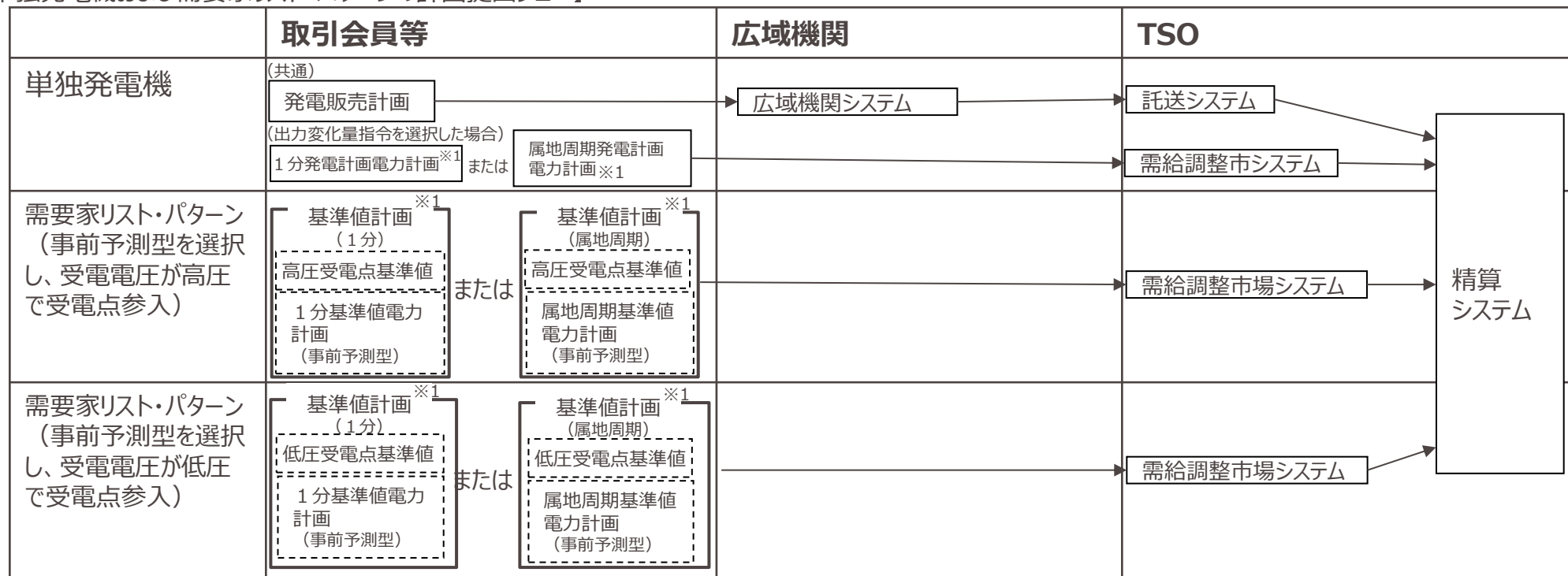


		参入地点	電圧階級	アセスメントⅠ	アセスメントⅡ	調整電力量
ネガポジ リスト・パ ターンで 約定した 場合	事前予測型 を選択してい るとき	機器点	高圧以上	(発電リソースを用いる場合) 高圧機器点発電基準値 (アセス 用) ,高圧機器点発電上限 (需要リソースを用いる場合) 高圧機器点基準値 (アセス用) (発電リソースおよび需要リソース を用いる場合、ネガポジ型リソース を用いる場合) 高圧機器点発電 基準値 (アセス用) ,高圧機器点 発電上限	(発電リソースを用いる場合) 機器点 1 分発電計画電力計画または機器 点属地周期発電計画電力計画 (需要リソースを用いる場合) 機器点 1 分基準値電力計画 (事前予測 型) または機器点属地周期基準値電力計 画 (事前予測型) (発電リソースおよび需要リソースを用いる 場合、ネガポジ型リソースを用いる場合) 機器点 1 分発電計画電力計画もしくは機 器点属地周期発電計画電力計画および機 器点 1 分基準値電力計画 (事前予測 型) もしくは機器点属地周期基準値電力 計画 (事前予測型)	(発電リソースを用いる場合) 高圧機器点発電基準値 (調整 電力量用・機器端) (需要リソースを用いる場合) 高圧機器点基準値 (調整電力 量用・機器端) (発電リソースおよび需要リソース を用いる場合、ネガポジ型リソース を用いる場合) 高圧機器点基準値 (調整電力 量用・機器端)
			低圧	(発電リソースを用いる場合) 低圧機器点発電基準値 低圧機器点発電上限 (需要リソースを用いる場合) 低圧機器点基準値 (発電リソースおよび需要リソース を用いる場合、ネガポジ型リソース を用いる場合) 低圧機器点発電 基準値,低圧機器点発電上限	(発電リソースを用いる場合) 機器点 1 分発電計画電力 または機器点属地周期発電計画電力 (需要リソースを用いる場合) 機器点 1 分基準値電力 (事前予測型) または機器点属地周期基準値電力 (事前 予測型) (発電リソースおよび需要リソースを用いる 場合、ネガポジ型リソースを用いる場合) 機 器点 1 分発電計画電力または機器点属地 周期発電計画電力,機器点 1 分基準値電 力 (事前予測型) または機器点属地周期 基準値電力 (事前予測型)	(発電リソースを用いる場合) 低圧機器点発電基準値 (需要リソースを用いる場合) 低圧機器点基準値 (発電リソースおよび需要リソース を用いる場合、ネガポジ型リソース を用いる場合) 低圧機器点発電 基準値,低圧機器点基準値
	直前計測型 を選択してい るとき			(発電リソースを用いる場合) 発電販売計画 (需要リソースを用いる場合) 直前計測実績 (発電リソースおよび需要リソース を用いる場合、ネガポジ型リソース を用いる場合) 発電販売計画および直前計測実 績	(発電リソースを用いる場合) 1 分発電計画電力計画または属地周期発 電計画電力計画 (需要リソースを用いる場合) 同左 (発電リソースおよび需要リソースを用いる 場合、ネガポジ型リソースを用いる場合) 1 分発電計画電力計画もしくは属地周期 発電計画電力計画および直前計測実績	(発電リソースを用いる場合) 発電販売計画 (需要リソースを用いる場合) 同左 + 直前計測型基準値内訳 実績 (発電リソースおよび需要リソース を用いる場合、ネガポジ型リソース を用いる場合) 発電販売計画、直前計測実績お よび直前計測型基準値内訳実績



- 発電販売計画は、発電契約者が広域機関に提出している値が用いられます。なお需給調整市場の契約を締結している電源に関しては、受電電圧が高圧以上で受電点参入する場合は約定の有無に関わらず、一律“調整電源”として広域機関へ発電計画を提出していただきます。
- 取引会員は、入札するリソースに応じて、入札するリソースが調整を行わない場合の1分発電計画電力計画もしくは属地周期発電計画電力計画、事前予測型基準値計画（1分）（基準値計画と1分基準値電力計画（事前予測型）を記載したもの）もしくは事前予測型基準値計画（属地周期）（基準値計画と属地周期基準値電力計画（事前予測型）を記載したもの）、直前計測型基準値内訳実績を作成し、需給調整市場システムへ登録します。
- なお、需給調整市場システムに登録できない大容量データの提出方法については、属地TSOに確認を行い、その内容に従っていただきます。
- 直前計測型を選択している場合は、商品ブロック開始時刻の5分前から開始時刻までの属地TSOと調整した送信周期ごとの需要実績を専用線オンラインを通じて属地TSOへ送信していただきます。

【単独発電機および需要家リスト・パターンの計画提出フロー】



※1 約定した商品ブロックの開始時刻の1時間前までに登録していただきます。



【需要家リスト・パターンの計画提出フロー】

	取引会員等	広域機関	TSO
需要家リスト・パターン (事前予測型を選択し、 受電電圧が高圧で機器 点参入)	機器点計画 ※1 (1分) 高圧機器点基準値 (アセス用) 高圧機器点基準値 (調整電力量用・機 器端) 機器点1分基準値 電力(事前予測型) または 機器点計画 ※1 (属地周期) 高圧機器点基準値 (アセス用) 高圧機器点基準値 (調整電力量用・機 器端) 機器点属地周期基 準値電力計画 (事前予測型)		需給調整市場 システム 精算 システム
需要家リスト・パターン (事前予測型を選択し、 受電電圧が低圧で機器 点参入)	機器点計画 ※1 (1分) 低圧機器点基準値 機器点1分基準値電 力(事前予測型) または 基準値計画 ※1 (属地周期) 低圧機器点基準値 機器点属地周期基 準値電力計画 (事前予測型)		需給調整市場 システム 精算 システム
需要家リスト・パターン (直前計測型)	商品ブロック開始時刻の5 分前から開始時刻までの1 分ごとの需要実績 ※2,3 直前計測型基準値内訳実績 ※4		簡易指令 システム 需給調整市場 システム 精算 システム

※1 約定した商品ブロックの開始時刻の1時間前までに登録していただきます。

※2 専用線オンラインで接続する場合は、属地TSOと調整した送信周期ごとの需要実績を、当該時間の終了時刻から1秒から5秒程度以内に専用線オンラインを通じて属地TSOへ送信していただきます。

※3 簡易指令システムで接続する場合は、1分ごとの需要実績を当該コマの次の30分コマの終了時刻までに送信していただきます。

※4 約定した商品ブロック開始後から翌月10日までに登録していただきます。

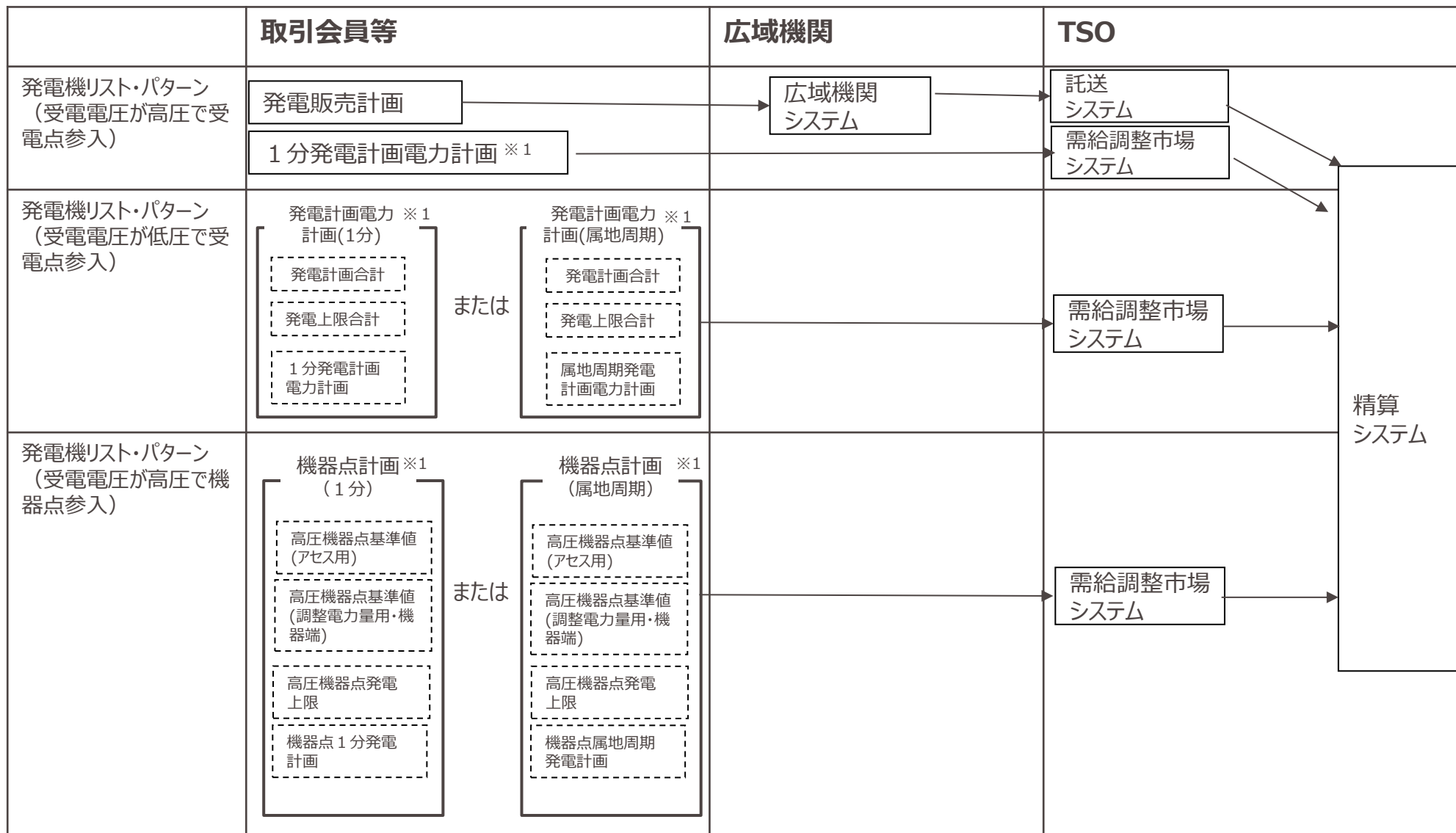


2-6. 発電販売計画および 基準値計画の提出方法

a. 概要 (6/13) 発電機リスト・パターン

397

【需要家リスト・パターンおよび発電機リスト・パターン計画提出フロー】

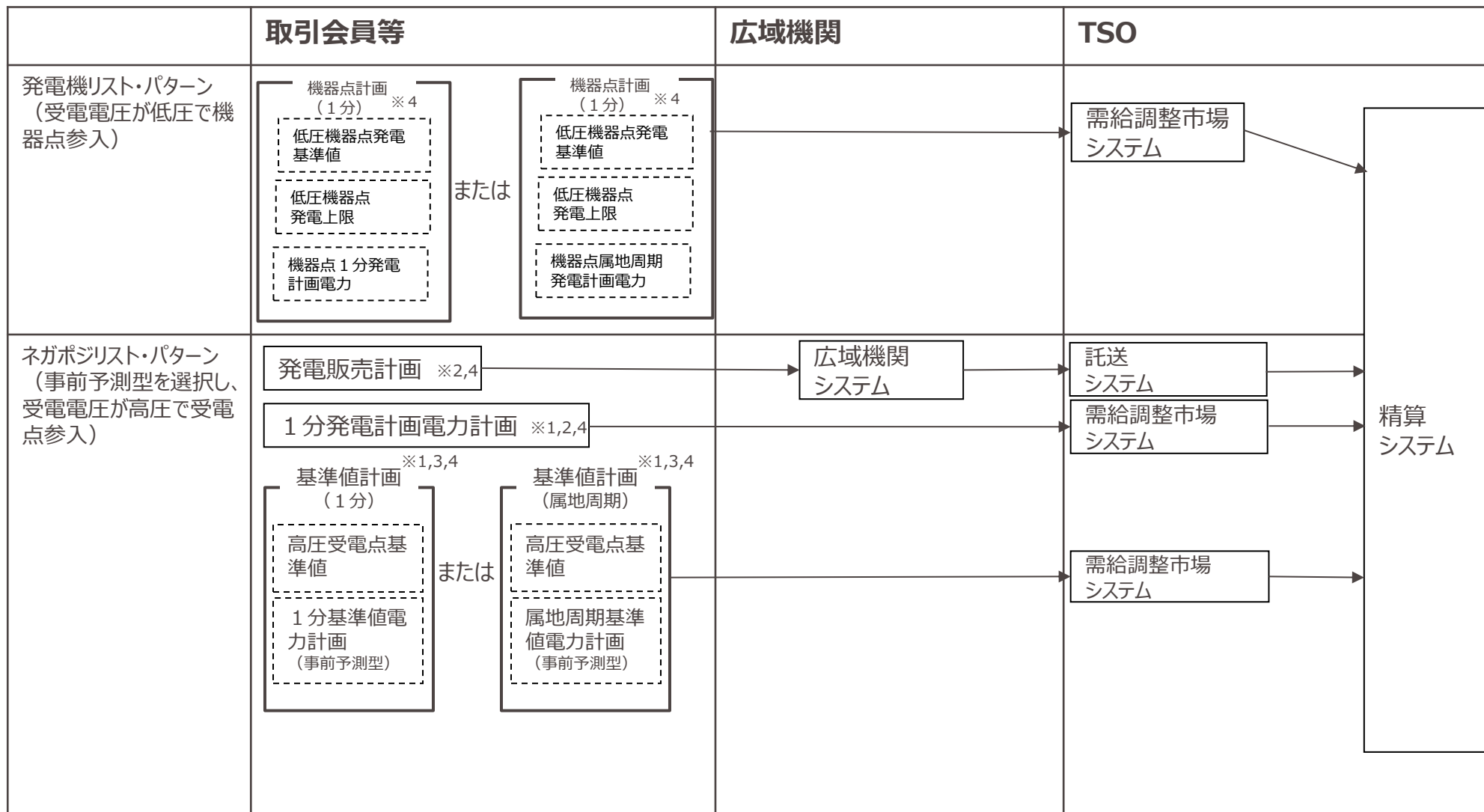


※1 約定した商品ブロックの開始時刻の1時間前までに登録していただきます。



取引規程 第6章 第34条

【需要家リスト・パターンおよび発電機リスト・パターン計画提出フロー】



※1 約定した商品ブロックの開始時刻の1時間前までに登録していただきます。 ※2 発電リソースを用いる場合に限りです。 ※3 需要リソースを用いる場合に限りです。

※4 ネガポジ型リソースを用いる場合は、発電販売計画、1分発電計画電力計画、事前予測型基準値計画(1分)をすべて提出・登録いただきます。



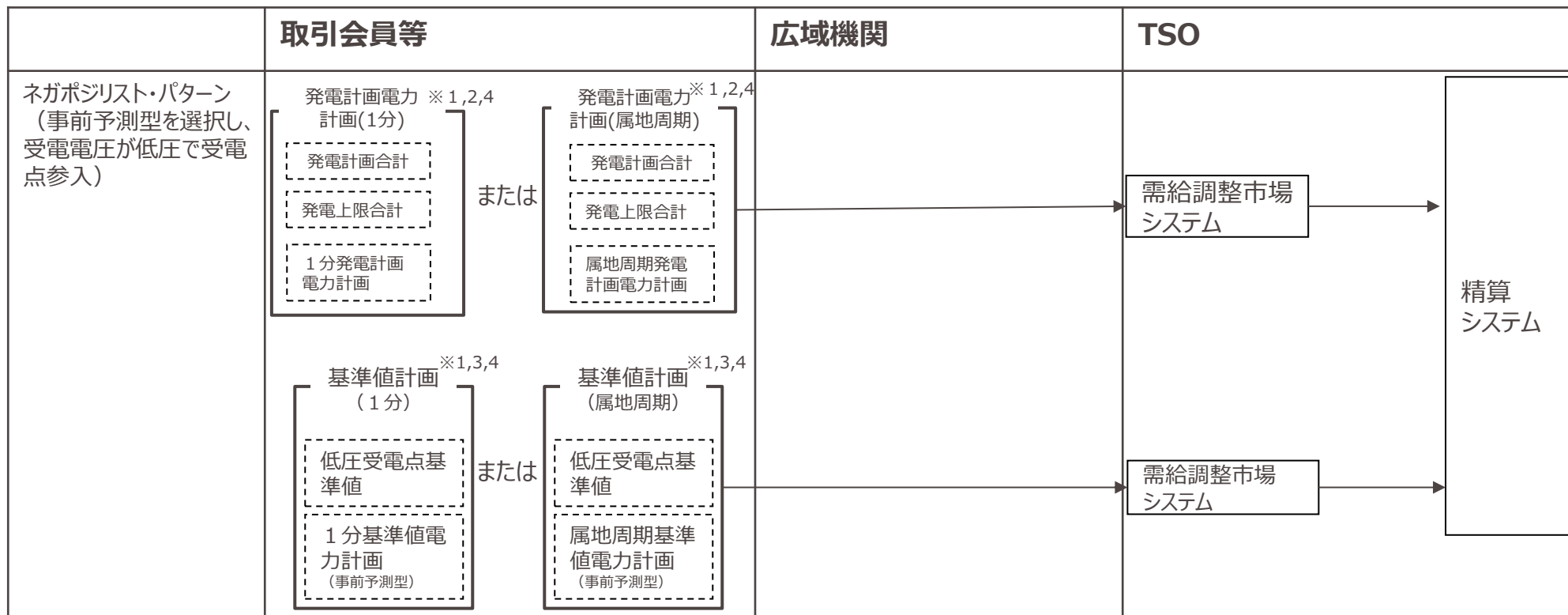
2-6. 発電販売計画および 基準値計画の提出方法

a. 概要（8/13）

発電機リスト・パターン
ネガポジリスト・パターン

399

【需要家リスト・パターンおよび発電機リスト・パターン計画提出フロー】



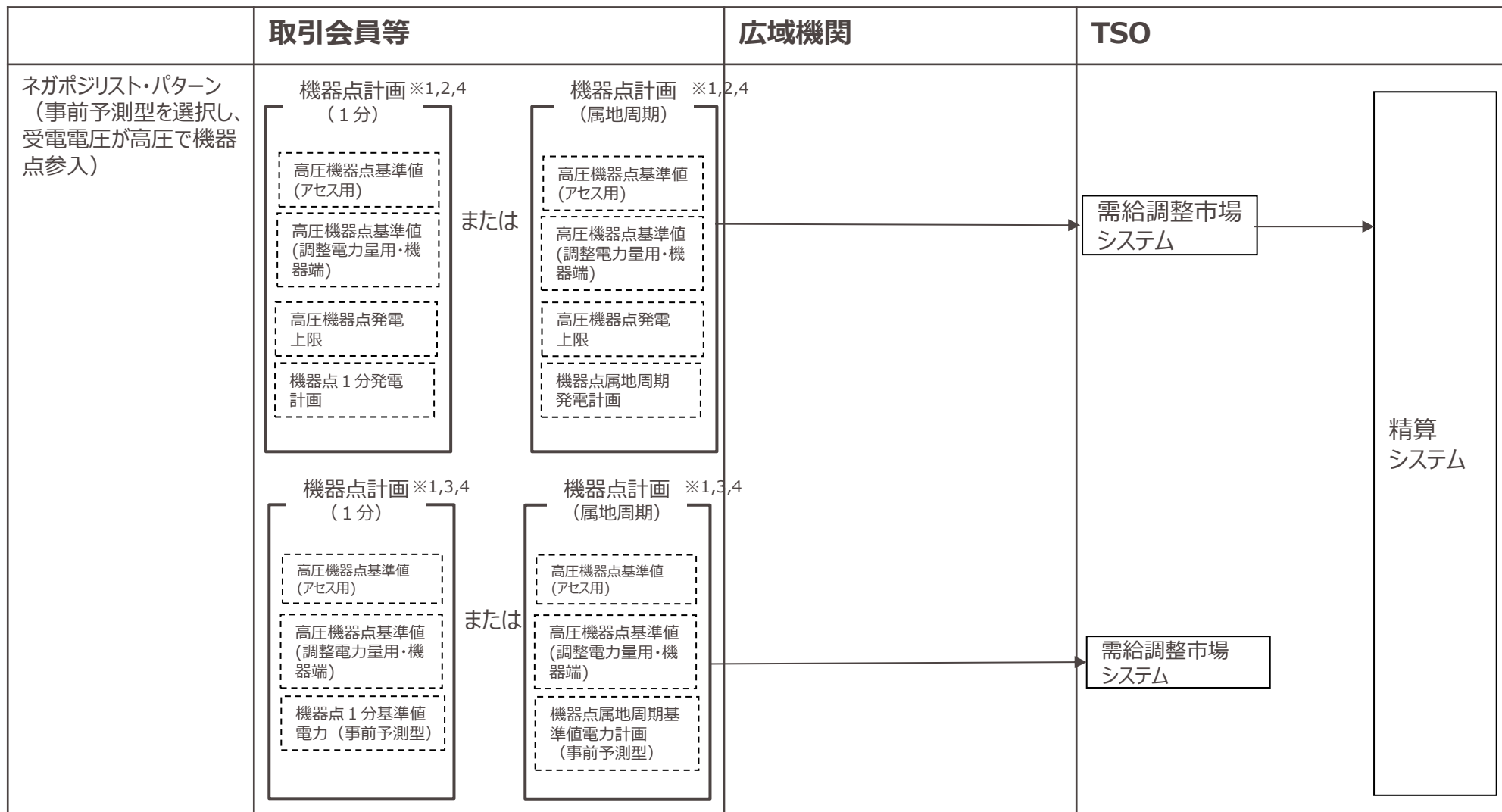
※ 1 約定した商品ブロックの開始時刻の1時間前までに登録していただきます。 ※ 2 発電リソースを用いる場合に限りです。 ※ 3 需要リソースを用いる場合に限りです。

※ 4 ネガポジ型リソースを用いる場合は、発電販売計画、1分発電計画電力計画、事前予測型基準値計画（1分）をすべて提出・登録いただきます。



取引規程 第6章 第34条

【需要家リスト・パターンおよび発電機リスト・パターン計画提出フロー】

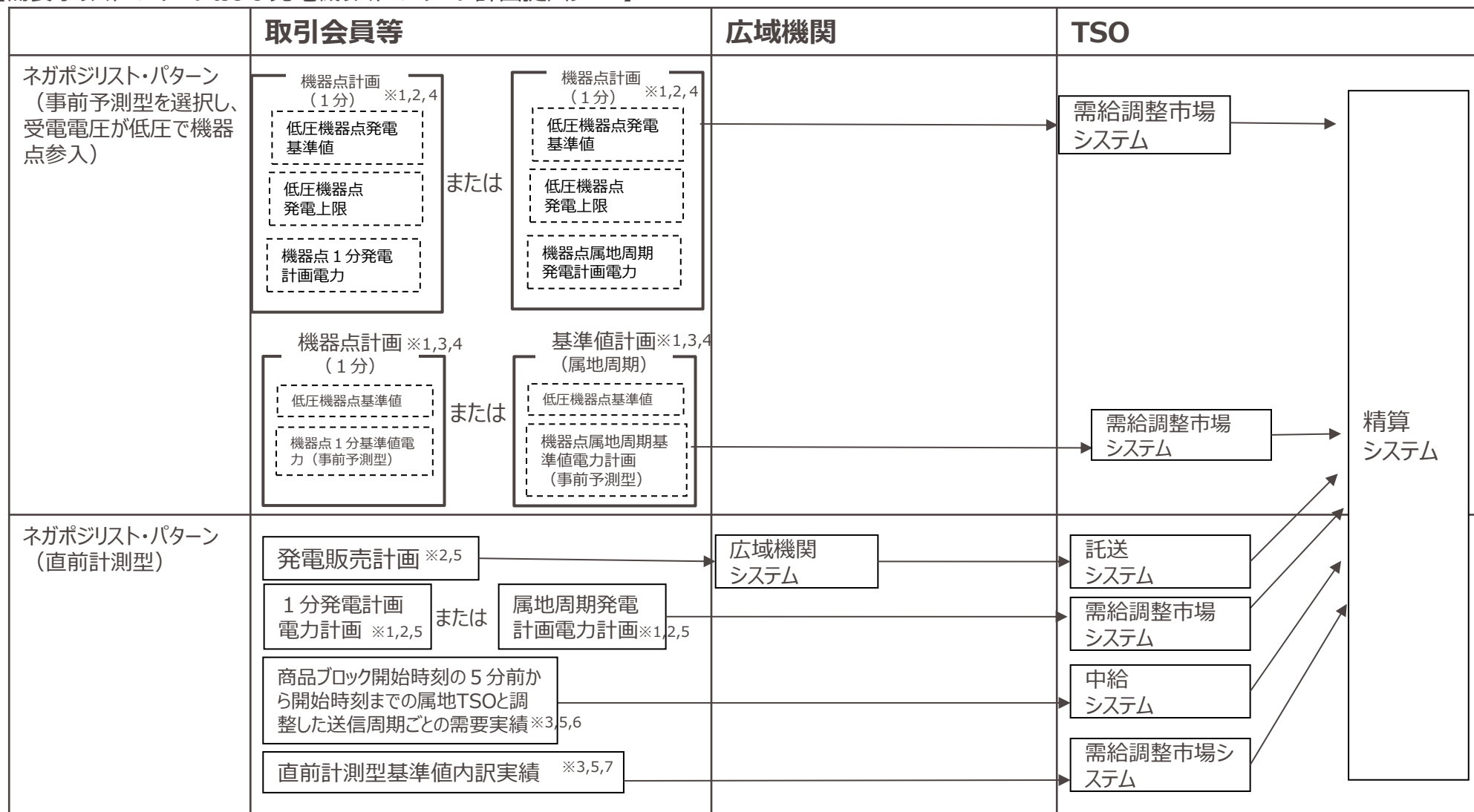


※ 1 約定した商品ブロックの開始時刻の 1 時間前までに登録していただきます。 ※ 2 発電リソースを用いる場合に限りです。 ※ 3 需要リソースを用いる場合に限りです。

※ 4 ネガポジ型リソースを用いる場合は、発電販売計画、1 分発電計画電力計画、事前予測型基準値計画 (1 分) をすべて提出・登録いただきます。



【需要家リスト・パターンおよび発電機リスト・パターン計画提出フロー】



※ 1 約定した商品ブロックの開始時刻の1時間前までに登録していただきます。 ※ 2 発電リソースを用いる場合に限り。 ※ 3 需要リソースを用いる場合に限り。

※ 4 ネガポジ型リソースを用いる場合は、発電販売計画、1分発電計画電力計画もしくは属地周期発電計画電力計画、事前予測型基準値計画 (1分) もしくは事前予測型基準値計画 (属地周期) をすべて提出・登録していただきます。

※ 5 ネガポジ型リソースを用いる場合は、発電販売計画、1分発電計画電力計画もしくは属地周期発電計画電力計画、商品ブロック開始時刻までの需要実績、直前計測型基準値内訳実績をすべて提出・登録していただきます。

※ 6 送信周期ごとの需要実績を当該時間の終了時刻から1秒から5秒程度以内に送信していただきます。

※ 7 約定した商品ブロック開始後から翌月10日までに登録していただきます。



- 約定時間帯と計画等の提出対象期間は下表のとおりとなります。

【約定時間帯と計画等提出対象期間】

■ : 約定期間 ■ : 計画等提出対象期間

< 発電販売計画 >

発電販売計画	約定期間		約定有無にかかわらず、常時、発電販売計画を提出
	計画提出対象期間		

< 基準値計画 (1 分) ※ >

1分基準値電力計画 (事前予測型) 高压受電点基準値 低压受電点基準値	約定期間		約定時間帯と約定時間前 1 時間の基準値計画を提出
	計画提出対象期間		

< 基準値計画 (属地周期) ※ >

基準値計画 属地周期基準値 電力計画 (事前予測型) 高压受電点基準値 低压受電点基準値	約定期間		約定時間帯と約定時間前 1 時間の基準値計画を提出
	計画提出対象期間		

※ 基準値計画(1分)または基準値計画(属地周期)を商品ブロックの開始時刻の1時間前までに需給調整市場に登録



- 約定時間帯と計画等の提出対象期間は下表のとおりとなります。

【約定時間帯と計画等提出対象期間】

■ : 約定期間 ■ : 計画等提出対象期間

＜発電計画電力計画（1分）※1＞

発電計画合計 発電上限合計 1分発電計画電力 計画	約定期間	 時刻		約定時間帯の 計画を提出
	計画提出対象期間	 時刻		

＜発電計画電力計画（属地周期）※1＞

発電計画合計 発電上限合計 属地周期発電電力 計画	約定期間		約定時間帯の 計画を提出
	計画提出対象期間		

＜商品ブロック開始時刻の5分前から開始時刻までの1分ごとの需要実績＞

商品ブロック開始時刻の 5 分前から開始時刻 までの 1 分ごとの需要 実績※	約定期間				約定した各商品ブ ロック開始時刻の 5 分前から開始時 刻までの需要実績 を提出
	計画提出対象期間				

※1 発電計画電力計画（1分）と発電計画電力計画(属地周期)を商品ブロックの開始時刻の1時間前までに需給調整市場に登録

※2 直前計測型を選択し、専用線オンラインで接続する場合は、属地TSOと調整した送信周期ごとの需要実績



2-6. 発電販売計画および 基準値計画の提出方法

a. 概要 (13/13)

404

- 約定時間帯と計画等の提出対象期間は下表のとおりとなります。

【約定時間帯と計画等提出対象期間】

■ : 約定期間 ■ : 計画等提出対象期間

＜直前計測型基準値内訳実績＞

直前計測型基準値 内訳実績	約定期間		約定時間帯の 計画を提出
	計画提出対象期間		

＜機器点計画（1分）※＞

高圧機器点基準値 (アセス用) 高圧機器点基準値 (調整電力量用・機器端) 機器点1分基準値電力(事前 予測型) 低圧機器点基準値 高圧機器点発電上限 低圧機器点発電上限 機器点1分発電計画電力	約定期間		約定時間帯と約 定時間前1時間 の計画を提出
	計画提出対象期間		

＜機器点計画（属地周期）※＞

高圧機器点基準値 (アセス用) 高圧機器点基準値 (調整電力量用・機器端) 機器点属地周期基準値 電力計画(事前予測型) 低圧機器点基準値 高圧機器点発電上限 低圧機器点発電上限 機器点属地周期発電 発電計画	約定期間		約定時間帯と約 定時間前1時間 の計画を提出
	計画提出対象期間		

※ 機器点計画（1分）と機器点計画(属地周期)を商品ブロックの開始時刻の1時間前までに需給調整市場に登録

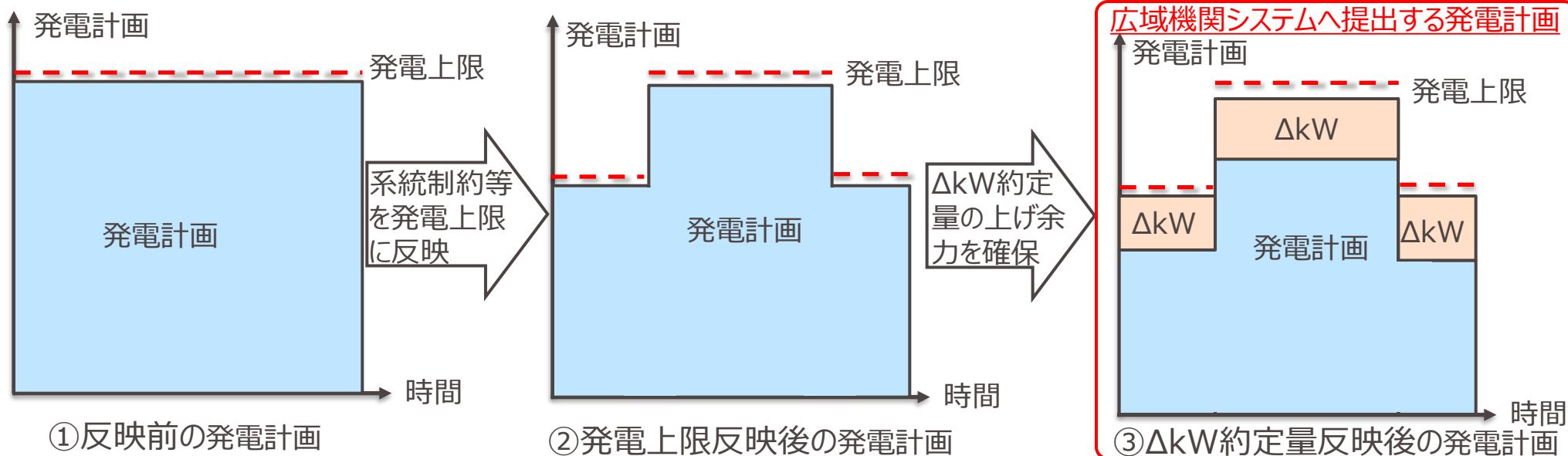


取引規程 第6章 第34条

- 単独発電機、発電機リスト・パターンまたはネガポジリスト・パターン（受電電圧が高圧以上で受電点参入する発電リソースまたはネガポジ型リソースを用いる場合に限り）で約定した場合、発電計画は下記項目を反映の上、広域機関システムへ発電販売計画の提出をお願いします。
- 需給調整市場の契約を締結している電源に関しては、約定の有無に関わらず、一律「調整電源」として発電販売計画を提出していただきます。（ただし、「一次調整力」のみの場合は「調整電源」としては扱いません）

<反映が必要な項目>

- 発電上限：定格出力に対して、下例のような最大出力に影響を与える事象を適切に反映した発電可能上限値を記載。
 - ・ 渇水や海水温度上昇等による出力低下等発電機の機器特性による影響
 - ・ 発電機の作業に伴う運転出力の制約や系統作業に伴いTSOから提示された運転出力の制約
- 発電計画：上記の発電上限から ΔkW 約定量の出力上昇幅を確保したうえで、発電機の運転計画を策定。



- 単独発電機、発電機リスト・パターンまたはネガポジリスト・パターン（発電リソースまたはネガポジ型リソースを用いる場合に限り）で約定した場合は、約定した商品ブロックの約定対象時間帯の1分発電計画電力計画または属地周期発電計画電力計画を約定した商品ブロックの開始時刻1時間前までに、需給調整市場システムへ登録※1いただきます。

※1 1分発電計画電力計画または属地周期発電計画電力計画の未提出または不備がある場合、供出可能量はゼロとして扱います。

- なお、2ブロック以上連続して約定した場合でも、1分発電計画電力計画または属地周期発電計画電力計画は約定した商品1ブロックにつき1ファイル作成および提出いただきます。（発電計画電力計画は、48コマのうち約定した商品ブロックの発電計画電力を記載した24時間を1つのファイルで提出いただきます）。

【約定ブロックと属地周期発電計画電力計画の提出期限例】

4月4日 基準値計画	23:00	23:30	0:00	0:30	1:00	1:30	～	14:30	15:00	15:30	16:00	16:30	17:00	17:30	18:00 ～ 24:00
約定商品 ブロック有無	－	－	有	有	有	無	無	無	無	有	有	有	有	有	無
計画 提出要否	必要	必要	必要	必要	必要	不要	不要	必要	必要	必要	必要	必要	必要	必要	不要

基準値計画の提出期限(4月3日23時)

時間

対象時刻	23:00	23:30	0:00	0:30	1:00	1:30	～	14:30	15:00	15:30	16:00	16:30	17:00	17:30	18:00 ～ 24:00
属地周期発電 計画電力計画	－	－	180	180	170	－	－	－	－	170	150	170	160	170	－

1時間前

約定商品ブロック

1時間前

約定商品ブロック

※属地周期発電計画電力計画の入力が不要なコマは、入力不要

※実際には、30分コマごとのkWhに加えて、属地TSOと調整した送信周期ごとの発電計画電力を含みます。

送信周期ごとの発電計画電力と発電販売計画は整合している必要があります。

また、1分発電計画電力計画を提出する場合は、アセスメントを実施するために1分発電計画電力の線形補間を行い、属地周期発電計画電力を算出します。



- 登録後に1分発電計画電力計画または属地周期発電計画電力計画を変更する場合は、各30分コマの実需給の開始時刻の1時間前までに需給調整市場システムに再登録していただきます。ただし、再登録をする1分発電計画電力計画または属地周期発電計画電力計画に含まれる30分コマのうち、開始時刻が再登録をする時刻から1時間未満の30分コマの1分発電計画電力または属地周期発電計画電力は、すでに登録されている1分発電計画電力計画または属地周期発電計画電力計画の当該30分コマの1分発電計画電力または属地周期発電計画電力から変更することはできないものとしします。

【約定ブロックと属地周期発電計画電力計画の提出期限例】

4月23日	0:00～11:00	11:00	11:30	12:00	12:30	13:00	13:30	14:00	14:30	15:00	15:30	16:00	16:30	17:00	17:30	18:00～24:00
約定商品 ブロック有無	無	無	無	有	有	有	有	有	有	有	有	有	有	有	有	無
計画 提出要否	不要	不要	不要	必要	必要	必要	必要	必要	必要	必要)	必要	必要	必要	必要	必要	不要

登録時

▽登録時提出期限(4月23日11時) 約定商品ブロック

対象時刻	～	11:00	11:30	12:00	12:30	13:00	13:30	14:00	14:30	～
属地周期発電 計画電力計画	～	—	—	180	180	170	160	160	160	～

1時間前

(13:00以降の計画を変えたい)

13:00以降の計画を変更する場合は、12:00までに再登録していただく必要があります。

再登録時

▽再登録時提出期限(4月23日12時)

対象時刻	～	11:00	11:30	12:00	12:30	13:00	13:30	14:00	14:30	～
属地周期発電 計画電力計画	～	—	—	180	180	180	190	190	200	～

1時間前

※例えば11:45に再登録する場合は、その1時間後である12:45を含む30分コマより前の30分コマの計画値を変更することはできません。



- 需要家リスト・パターンまたはネガポジリスト・パターン（需要リソースまたはネガポジ型リソースを用いる場合に限り）で約定した場合で事前予測型を選択したときは、約定した商品ブロックの開始1時間前の2コマの基準値と、約定対象時間帯の基準値計画もしくは機器点計画を約定した商品ブロックの開始1時間前と、約定対象時間帯の事前予測型基準値計画（1分）（基準値計画および1分基準値電力計画（事前予測型）を記載したもの）または事前予測型基準値計画（属地周期）（基準値計画および属地周期基準値電力計画（事前予測型）を記載したもの）を約定した商品ブロックの開始時刻1時間前までに、需給調整市場システムへ登録※1いただきます。

※1 事前予測型基準値計画（1分）または事前予測型基準値計画（属地周期）の未提出または不備がある場合、供出可能量はゼロとして扱います。

- なお、2ブロック以上連続して約定した場合でも、事前予測型基準値計画（1分）または事前予測型基準値計画（属地周期）は約定した商品1ブロックにつき1ファイル作成および提出いただきます（基準値計画は、48コマのうち約定した商品ブロックの基準値を記載した24時間を1つのファイルで提出いただきます）。

【約定ブロックと事前予測型基準値計画（属地周期）の提出期限例】

4月4日 基準値計画	22:30	23:00	23:30	0:00	0:30	1:00	1:30	～	14:30	15:00	15:30	16:00	16:30	17:00	17:30	18:00 ～ 24:00
約定商品 ブロック有無	無	無	無	有	有	有	無	無	無	無	有	有	有	有	有	無
基準値計画 提出要否	不要	必要	必要	必要	必要	必要	不要	不要	必要	必要	必要	必要	必要	必要	必要	不要

基準値計画の提出期限

▽(4月4日23時)

対象時刻	22:30	23:00	23:30	0:00	0:30	1:00	1:30	～	14:30	15:00	15:30	16:00	16:30	17:00	17:30	18:00 ～ 24:00
基準値		190	180	180	180	170	—	—	160	160	170	150	170	160	170	—

1時間前

約定商品ブロック

1時間前

約定商品ブロック

※実際には、30分コマごとのkWhに加えて、属地TSOと調整した送信周期ごとの基準値電力を含みます。

また、事前予測型基準値計画（1分）を提出する場合は、アセスメントを実施するために1分基準値電力の線形補間を行い、属地周期基準値電力を算出します。

※基準値計画の入力が不要なコマは、入力不要



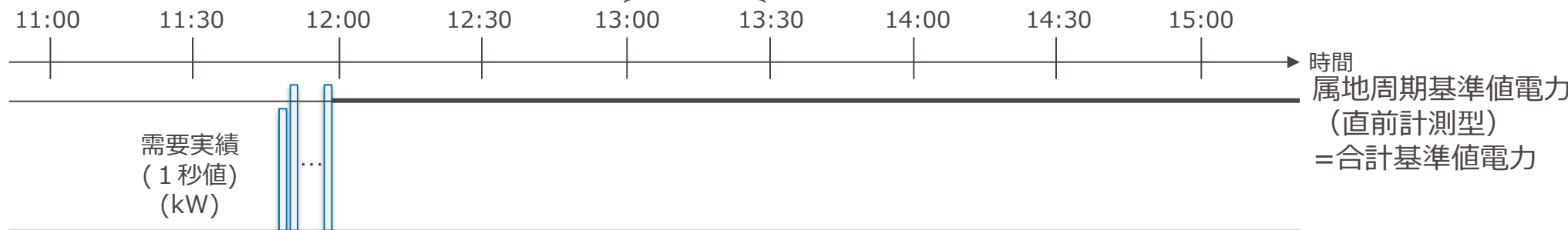
取引規程 第6章 第34条

- 需要家リスト・パターンまたはネガポジリスト・パターン（需要リソースまたはネガポジ型リソースを用いる場合に限り）で約定した場合で直前計測型を選択したときは、約定した商品ブロック開始時刻の5分前から開始時刻までの属地TSOと調整した送信周期ごとの需要実績（託送供給等約款で定める損失率で修正した値）を専用線オンラインを通じて属地TSOへ送信※いただきます。
- 送信された需要実績の平均が、属地周期基準値電力（直前計測型）（＝合計基準値電力）となり、これにもとづき、 Δ KWのアセスメントおよび調整電力量の算定を行います。

※ 商品ブロック開始前5分間の需要実績が1点も送信されなかった場合は、供出可能量はゼロとして扱います。

【属地TSOと調整した送信周期が1秒の場合】

商品ブロック



対象時刻	11:55:00	11:55:01	...	11:59:58	11:59:59
需要実績(kW)	2000	2001	...	2019	2020

300点を平均



(注)送信されなかった点が一部でもある場合は、送信に成功した点の平均を属地周期基準値電力（直前計測型）（＝合計基準値電力）とみなします。

対象時刻	12:00	12:30	13:00	13:30	14:00	14:30
合計基準値電力(kW)	2010	2010	2010	2010	2010	2010



- 需要家リスト・パターンまたはネガポジリスト・パターン（需要リソースまたはネガポジ型リソースを用いる場合に限り）で約定した場合で直前計測型を選択したとき、同一のリスト・パターンが連続して複合市場商品に約定している場合は、最初の商品ブロック※の1分または属地周期基準値電力（直前計測型）（＝合計基準値電力）を、当該連続して約定している商品ブロックのすべてに適用します。※ 取引規程では商品ブロックと記載する場合、商品を持定した提供期間を指しております。そのため、同一の直前需要を採用するのは複合市場商品への約定が連続する範囲となります。

商品区分：二次調整力①（三次調整力②にも供出可能量あり）、二次調整力①の基準値の設定方法：直前計測型の需要家リスト・パターンの場合

＜ケース1＞ 複合市場商品と三次調整力②の商品区分を跨がない連続約定

約定時間帯	ブロック① 0:00-0:30	ブロック② 0:30-1:00	ブロック③ 1:00-1:30	ブロック④ 1:30-2:00	ブロック⑤ 2:00-2:30
約定商品	二次調整力①	二次調整力①	二次調整力①	二次調整力①	三次調整力②
直前需要実績の提出	要 (23:55-0:00)	要 (23:55-0:00)	要 (23:55-0:00)	要 (23:55-0:00)	不要
合計基準値電力	ブロック①の 直前需要平均を 採用	ブロック①の 直前需要平均を 採用	ブロック①の 直前需要平均を 採用	ブロック①の 直前需要平均を 採用	需給調整市場 システム登録の 基準値採用

＜ケース2＞ 複合市場商品と三次調整力②の商品区分を跨いで連続約定

複合市場商品で連続約定している場合、最初のブロックの直前実績を採用

約定時間帯	ブロック① 0:00-0:30	ブロック② 0:30-1:00	ブロック③ 1:00-1:30	ブロック④ 1:30-2:00	ブロック⑤ 2:00-2:30
約定商品	二次調整力①	三次調整力②	二次調整力①	二次調整力①	三次調整力②
直前需要実績の提出	要 (23:55-0:00)	不要	要 (0:55-1:00)	要 (0:55-1:00)	不要
合計基準値電力	ブロック①の 直前需要平均を 採用	需給調整市場 システム登録の 基準値採用	ブロック③の 直前需要平均を 採用	ブロック③の 直前需要平均を 採用	需給調整市場 システム登録の 基準値採用

複合市場商品と三次調整力②で連続して約定している場合、複合市場商品が連続している中での最初のブロックの直前実績を採用



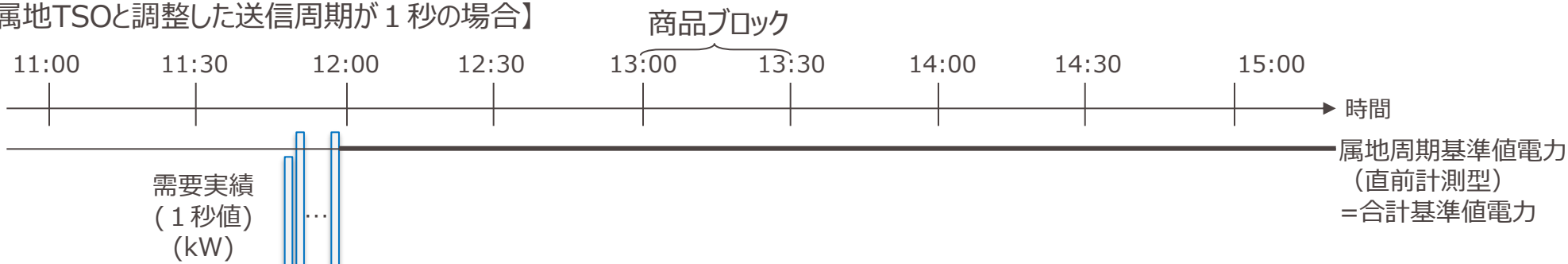
2-6. 発電販売計画および基準値計画の提出方法 c. 基準値計画等(4/7)

修正

411

- 需要家リスト・パターンまたはネガポジリスト・パターン（需要リソースまたはネガポジ型リソースを用いる場合に限り）で約定した場合で直前計測型を選択したときは、約定した商品ブロックの約定対象時間帯の直前計測型基準値内訳実績を約定した商品ブロック開始後から約定した商品ブロックの属する月の翌月10日までに、需給調整市場システムへ登録※1いただきます。
- 小売電気事業者ごと※2の基準値は、1分基準値電力（直前計測型）または属地周期基準値電力（直前計測型）を2で除した値を、当該30分コマの直前計測型基準値内訳実績の小売電気事業者ごと※2の基準値相当の需要実績を直前計測型基準値内訳実績の合計値で除した比率で按分した値（以下、「修正後基準値」といいます。）とします。

【属地TSOと調整した送信周期が1秒の場合】



対象時刻	12:00	12:30	13:00	13:30	14:00	14:30
合計基準値電力(kW)	4000	4000	4000	4000	4000	4000

対象時刻	12:00	12:30	13:00	13:30	14:00	14:30
基準値相当の需要実績 (小売電気事業者A)	500	400 ⇒421	400	450	500	500
基準値相当の需要実績 (小売電気事業者B)	1500	1500 ⇒1579	1600	1550	1500	1500

⇒直前計測型基準値内訳実績を約定した商品ブロック開始後から翌月10日までに登録いただきます。

合計基準値電力に合うように、小売電気事業者ごと※2の基準値を修正（比率按分）します。

※1 直前計測型基準値内訳実績の未提出または不備がある場合、供出可能量はゼロとして扱います。

※2 受電電圧が低圧の受電点において発電量調整供給契約を締結している場合には所属小売電気事業者コードおよび所属発電BGコードごと



取引規程 第6章 第34条

- 小売電気事業者ごと※の修正後基準値の合計値が1分基準値電力（直前計測型）または属地周期基準値電力（直前計測型）を2で除した値と一致しない場合は、直前計測型基準値内訳実績のうち最初に記載された小売電気事業者の基準値は1分基準値電力（直前計測型）または属地周期基準値電力（直前計測型）を2で除した値から、当該小売電気事業者以外の修正後基準値の合計値を差し引いた値とします。

【基準値として属地周期基準値電力（直前計測型）が採用された場合】

※ 受電電圧が低圧の受電点において発電量調整供給契約を締結している場合には
所属小売電気事業者コードおよび所属発電BGコードごと

対象時刻	12:00	12:30	13:00	13:30	14:00	14:30
合計基準値電力(kW)	2000	2000	2000	2000	2000	2000

対象時刻	12:00	12:30	13:00	13:30	14:00	14:30
基準値相当の需要実績 (小売電気事業者A)	400	400	400	400	400	400
基準値相当の需要実績 (小売電気事業者B)	200	200	200	200	200	200
基準値相当の需要実績 (小売電気事業者C)	400	300	400	400	400	400
合計	1000	900	1000	1000	1000	1000

直前計測型基準値内訳
実績のうち最初に記載さ
れた小売電気事業者の
基準値を差引により算出。

対象時刻	12:30
修正後基準値 (小売電気事業者A)	$400 \times 1000 \div 900 = 444.44$ ⇒ (小数第1位四捨五入) 444
修正後基準値 (小売電気事業者B)	$200 \times 1000 \div 900 = 222.22$ ⇒ (小数第1位四捨五入) 222
修正後基準値 (小売電気事業者C)	$300 \times 1000 \div 900 = 333.33$ ⇒ (小数第1位四捨五入) 333
合計	$444 + 222 + 333 = 999 \neq 1000$

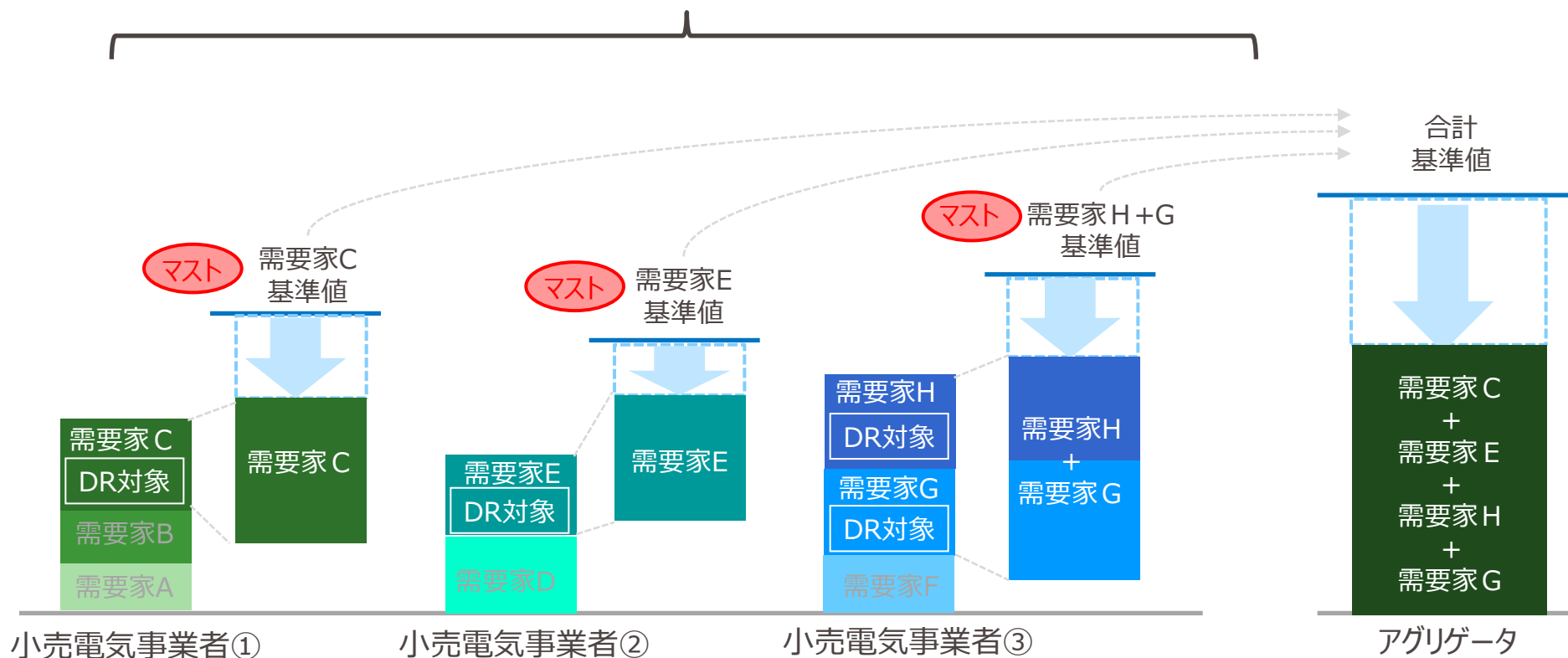
対象時刻	12:30
基準値 (小売電気事業者A)	$1000 - 222 - 333 = 445$
基準値 (小売電気事業者B)	222
基準値 (小売電気事業者C)	333
合計	1000

修正後基準値の合計が、属地周期基準値電力（直前計測型）（＝合計基準値電力）を2で除した値と一致しない



- 需要バランシンググループのインバランス算定上、小売電気事業者ごとの基準値が必要となるため、需要家リスト・パターンおよびネガポジリスト・パターン（需要リソースまたはネガポジ型リソースを用いる場合に限りま）における基準値の内訳として、小売電気事業者ごとの基準値を需給調整市場システムへ登録（受電電圧が高圧以上で機器点参入する場合は機器点ごと、受電電圧が低圧の受電点において発電量調整供給契約を締結している場合は所属小売電気事業者コードおよび所属発電BGコードごと）いただきます。

小売電気事業者ごとの基準値を提出



- 需給調整市場システムに登録する基準値計画等は、需給調整市場基準値計画等及び基準値内訳実績受領業務ビジネスプロトコル標準規格に準拠したXMLファイルとします。
- 必要により、エクセルシートからXMLファイルに変換する入力支援ツールをご活用ください。

【事前予測型基準値入力支援ツール記載例(複合市場商品の場合)】

※画面は今後変更となる可能性があります

事前予測型基準値計画入力支援ツール

□ : 必須入力箇所
 ■ : 自動入力箇所
 ■ : マクロで変更

対象商品ブロック変更

小売電気事業者数変更

基準値XML読込

基準値XML出力

XMLファイル妥当性検証

終了(上書保存)

対象年月日	20210403	読込ファイル名	C:\¥Users¥Desktop¥W9_0131_20210402_07_3Y**5_MMS.xml			
対象商品ブロック	ブロック②	出力先	C:\¥Users¥Desktop¥提出ファイル			
対象需要家リスト・パターン	パターン⑧					
基本情報			出力ファイル名情報			
	コード	名称^	XMLファイル名	W9_0131_20210403_07_3Y**5_MSS.xml		
情報区分	0131	複合市場商品基準値計画	対象時期の開始日	20210403		
提出先事業者	10033	東京電力 P G	約定対象開始コマ番号	07		
送信事業者	8**3	グローバルリソースアグリゲータ	アグリゲータ用系統コード	3Y**5		
提出者(アグリゲータ用系統コード)	3Y**5	グローバルリソースアグリゲータ	電源等コード	MMS		
運用モード	通常	属地周期(秒)	1秒(東京、関西)	1秒周期	有	
合計基準値	基準値内訳					
	小売電気事業者 1	小売電気事業者2	小売電気事業者3	小売電気事業者4		
合計基準値 = Σ基準値計内訳	小売電気事業者コード	小売電気事業者コード	小売電気事業者コード	小売電気事業者コード		
	42**3	41**3	40**3	47**3		
	小売電気事業者名称^	小売電気事業者名称^	小売電気事業者名称^	小売電気事業者名称^		
	東京エナジー	関東でんき	六本木パワー	タワーレジデンス		
基準値合計(kWh) ^	基準値(kWh)	基準値(kWh)	基準値(kWh)	基準値(kWh)		
}						
}						
	8,900	1,500	2,100	3,000	2,300	
	8,600	1,500	2,100	3,000	2,000	
	8,400	1,500	2,000	3,000	1,900	
	8,300	1,500	2,000	3,000	1,800	
	8,300	1,500	2,000	3,000	1,800	
	8,700	1,500	2,000	3,500	1,700	
	9,400	1,500	2,100	4,000	1,800	
	10,200	1,500	2,100	4,500	2,100	
}						
}						

“対象ブロック+前1時間”以外は入力不可

内訳の小売電気事業者数は任意に増減可能

“対象ブロック+前1時間”以外は入力不可



取引規程 第6章 第3

“対象ブロック+前1時間”以外は入力不可

内訳の小売電気事業者数は任意に増減可能

“対象ブロック+前1時間”以外は入力不可



- 各リスト・パターンのXMLファイルは、1 パターンごとに作成していただきます。
- 下図のとおり、パターン①～⑤を登録する場合、パターン①～⑤の各リスト・パターンXMLをそれぞれ作成して、需給調整市場システムに登録いただきます。

【需要家リスト・パターン例】

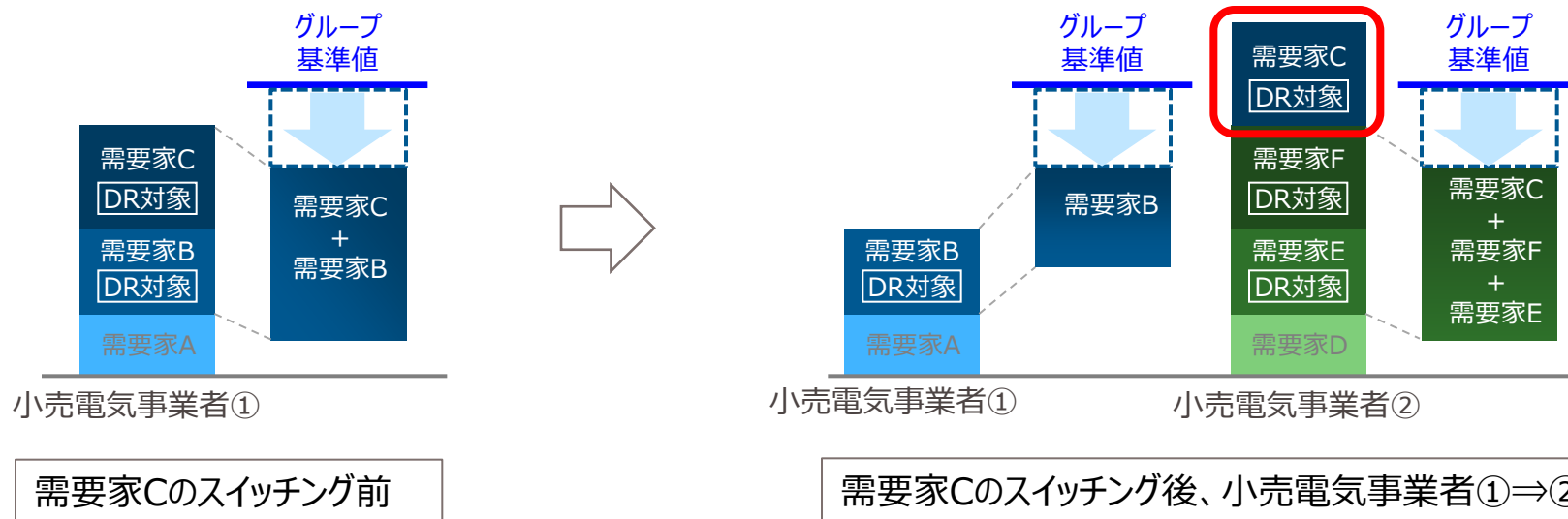
需要家	パターン①	パターン②	パターン③	パターン④	パターン⑤
A	○	○	○	○	○
B	○	○	○		
C	○			○	
D	○		○		
E	○	○			○

【需要家リスト・
パターンのファイル例】

1 約定 1 パターン		1 約定 1 パターン		1 約定 1 パターン		1 約定 1 パターン		1 約定 1 パターン	
需要家	パターン①	需要家	パターン②	需要家	パターン③	需要家	パターン④	需要家	パターン⑤
A	○	A	○	A	○	A	○	A	○
B	○	B	○	B	○	C	○	E	○
C	○	E	○	D	○				
D	○								
E	○								



- インバランス算定は調整電力量を需要バランシンググループの需要実績に加算し、小売電気事業者と属地TSOの間でインバランス精算を行います。
- 需給調整市場に入札するリソースにおいて小売電気事業者の契約先が変更（スイッチング）され、かつ属地TSOへ変更があった旨の連絡が無い場合、インバランス算定結果に齟齬が生じますので、リソースのスイッチングを行う場合は、取引会員へ連絡をするよう、小売電気事業者へ周知していただく必要があります。
- また、リソースのスイッチングを行う連絡を受けた取引会員は、小売電気事業者を変更した新たな各リスト・パターンを需給調整市場システムへ登録し、属地TSOに変更承認を依頼していただきます。詳細は467スライド以降をご確認ください。
- 属地TSOは連絡を受けた後、各リスト・パターンの変更承認を行い、取引会員へ結果をご連絡いたします。



別冊（一次調整力）
発電販売計画および基準値計画の提出方法

2-6. 発電販売計画および 基準値計画の提出方法

a. 概要（1/15）

418

- 一次調整力において、 ΔkW のアセスメントは、「単独発電機で約定した場合」・「需要家リスト・パターンで約定した場合」・「発電機リストパターンで約定した場合」・「ネガポジリスト・パターンで約定した場合」のそれぞれにおいて、以下の計画等をもとに実施します。
- 一次調整力のみが単独商品で約定した場合は、当該提供期間については調整電力量の算定対象外となります。

		参入地点	電圧階級	アセスメントⅠ	アセスメントⅡ	
					専用線オンラインで接続する場合	監視方法がオフラインの場合
単独発電機で約定した場合※1		—		発電販売計画	1 分発電計画電力計画または属地周期発電計画電力計画	— ※2
需要家リスト・パターンで約定した場合	事前予測型を選択しているとき	受電点	高压以上	高压受電点基準値	1 分基準値電力計画（事前予測型）または属地周期基準値電力計画（事前予測型）	1 分基準値電力計画（事前予測型）または 1 秒基準値電力計画（事前予測型）
			低压	低压受電点基準値	1 分基準値電力計画（事前予測型）または属地周期基準値電力計画（事前予測型）	1 分基準値電力計画（事前予測型）または 1 秒基準値電力計画（事前予測型）
		機器点	高压以上	高压機器点基準値(アセス用)	機器点 1 分基準値電力計画（事前予測型）または機器点属地周期基準値電力計画（事前予測型）	機器点 1 分基準値電力計画（事前予測型）または機器点 1 秒基準値電力計画（事前予測型）
			低压	低压機器点基準値	機器点 1 分基準値電力計画（事前予測型）または機器点属地周期基準値電力計画（事前予測型）	機器点 1 分基準値電力計画（事前予測型）または機器点 1 秒基準値電力計画（事前予測型）
	直前計測型を選択しているとき			専用線オンラインで接続する場合 商品ブロック開始時刻の 5 分前から開始時刻までの、属地 TSO と調整した送信周期ごとの需要実績（託送供給等約款で定める損失率で修正した値）（＝直前計測実績）		
				監視方法がオフラインの場合 商品ブロック開始時刻の 5 分前から開始時刻までの、1 秒ごとの需要実績（託送供給等約款で定める損失率で修正した値）（＝直前計測実績）		
	逐次計測型を選択しているとき			商品ブロックを 5 分ごとに区切った場合の、当該 5 分ごとの区切りの開始時刻の直前 5 分間の需要実績（託送供給等約款で定める損失率で修正した値）の平均値の 30 分ごとの平均値（6 点の平均値）	商品ブロックを 5 分ごとに区切った場合の、当該 5 分ごとの区切りの開始時刻の直前 5 分間の、属地 TSO と調整した送信周期ごとの需要実績（託送供給等約款で定める損失率で修正した値）	商品ブロックを 5 分ごとに区切った場合の、当該 5 分ごとの区切りの開始時刻の直前 5 分間の、1 秒ごとの需要実績（託送供給等約款で定める損失率で修正した値）
発電機リスト・パターンで約定した場合		受電点	高压以上	発電販売計画 発電上限	1分発電計画電力または属地周期発電計画電力	1分発電計画電力または1秒発電計画電力
			低压	発電計画合計 発電上限合計	1分発電計画電力または属地周期発電計画電力	1分発電計画電力または1秒発電計画電力
		機器点	高压以上	高压機器点発電基準値（アセス用） 高压機器点発電上限	機器点 1 分発電計画電力または機器点属地周期発電計画電力	機器点 1 分発電計画電力または機器点 1 秒発電計画電力
			低压	低压機器点発電基準値 低压機器点発電上限	機器点 1 分発電計画電力または機器点属地周期発電計画電力	機器点 1 分発電計画電力または機器点 1 秒発電計画電力

※1 揚水発電設備または蓄電池設備を用いて単独発電機により約定した場合の計画等の提出要否につきましては、「揚水発電設備または蓄電池設備を用いて需給調整市場に参入する場合の取扱いガイド」「5. 計画等の提出」をご参照ください。

※2 監視方法がオフラインの場合については、「各リスト・パターン」のみが適用の対象となります。



取引規程 第6章 第34条

三次② 三次① 二次② 二次① 一次 複合

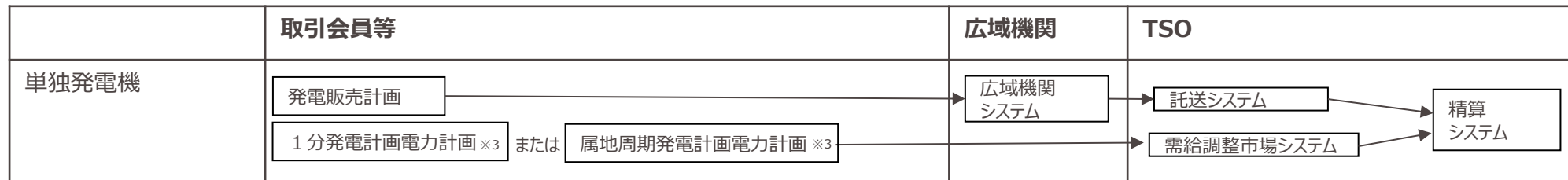
		参入地点	電圧階級	アセスメントⅠ	アセスメントⅡ	
					専用線オンラインで接続する場合	監視方法がオフラインの場合
ネガボジ リスト・パ ターン で約 定し た場 合	事前予測 型を選択 している とき	受電点	高圧以上	(発電リソースを用いる場合) 発電販売計画 発電上限 (需要リソースを用いる場合) 基準値計画 (発電リソースおよび需要リ ソースを用いる場合、ネガポジ 型リソースを用いる場合) 発電販売計画、発電上限お よび高圧受電点基準値	(発電リソースを用いる場合) 1分発電計画電力計画または属 地周期発電計画電力計画 (需要リソースを用いる場合) 1分基準値電力計画(事前予測 型)または属 地周期基準値電力計画(事前 予測型) (発電リソースおよび需要リ ソースを用いる場合、ネガポジ 型リソースを用いる場合) 1分発電計画電力計画もしくは 属 地周期発電計画電力計画およ び1分基準 値電力計画(事前予測型)もし くは属 地周期基準値電力計画(事前 予測型)	(発電リソースを用いる場合) 1分発電計画電力計画または1 秒発電計画電力計画 (需要リソースを用いる場合) 1分基準値電力計画(事前予測 型)または1秒基準値電力計画 (事前予測型) (発電リソースおよび需要リ ソースを用いる場合、ネガポジ 型リソースを用いる場合) 1分発電計画電力計画もしくは 1秒発電計画電力計画およ び1分基準 値電力計画(事前予測型)もし くは1秒基準値電力計画(事前 予測型)
			低圧	(発電リソースを用いる場合) 発電計画合計 発電上限合計 (需要リソースを用いる場合) 基準値計画 (発電リソースおよび需要リ ソースを用いる場合、ネガポジ 型リソースを用いる場合) 発電計画合計、発電上限合 計および低圧受電点基準値	(発電リソースを用いる場合) 1分発電計画電力計画または属 地周期発電計画電力計画 (需要リソースを用いる場合) 1分基準値電力計画(事前予測 型)または属 地周期基準値電力計画(事前 予測型) (発電リソースおよび需要リ ソースを用いる場合、ネガポジ 型リソースを用いる場合) 1分発電計画電力計画もしくは 属 地周期発電計画電力計画およ び1分基準 値電力計画(事前予測型)もし くは属 地周期基準値電力計画(事前 予測型)	(発電リソースを用いる場合) 1分発電計画電力計画または1 秒発電計画電力計画 (需要リソースを用いる場合) 1分基準値電力計画(事前予測 型)または1秒基準値電力計画 (事前予測型) (発電リソースおよび需要リ ソースを用いる場合、ネガポジ 型リソースを用いる場合) 1分発電計画電力計画もしくは 1秒発電計画電力計画およ び1分基準 値電力計画(事前予測型)もし くは1秒基準値電力計画(事前 予測型)
		機器点	高圧以上	(発電リソースを用いる場合) 高圧機器点発電基準値(ア セス用) 高圧機器点発電上限 (需要リソースを用いる場合) 高圧機器点基準値(アセス用) (発電リソースおよび需要リ ソースを用いる場合、ネガポジ 型リソースを用いる場合)	(発電リソースを用いる場合) 機器点1分発電計画電力または 機器点属 地周期発電計画電力 (需要リソースを用いる場合) 機器点1分基準値電力計画(事 前予測型)または機器点属 地周期基準値 電力計画(事前予測型) (発電リソースおよび需要リ ソースを用いる場合、ネガポジ 型リソースを用いる場合) 機器点1分発電計画電力または 機器点属 地周期発電計画電力および機 器点1分 基準値電力計画(事前予測型) または機器点属 地周期基準値電力計 画(事前予測型)	(発電リソースを用いる場合) 機器点1分発電計画電力または 機器点1秒発電計画電力 (需要リソースを用いる場合) 機器点1分基準値電力計画(事 前予測型)または機器点1秒 基準値電力計画(事前予測型) (発電リソースおよび需要リ ソースを用いる場合、ネガポジ 型リソースを用いる場合) 機器点1分発電計画電力または 機器点1秒発電計画電力およ び機器点1分 基準値電力計画(事前予測型) または機器点1秒基準値電力 計画(事前 予測型)
			低圧	(発電リソースを用いる場合) 低圧機器点発電基準値 低圧機器点発電上限 (需要リソースを用いる場合) 低圧機器点基準値 (発電リソースおよび需要リ ソースを用いる場合、ネガポジ 型リソースを用いる場合)	(発電リソースを用いる場合) 機器点1分発電計画電力または 機器点属 地周期発電計画電力 (需要リソースを用いる場合) 機器点1分基準値電力計画(事 前予測型)または機器点属 地周期基準値 電力計画(事前予測型) (発電リソースおよび需要リ ソースを用いる場合、ネガポジ 型リソースを用いる場合) 機器点1分発電計画電力または 機器点属 地周期発電計画電力および機 器点1分 基準値電力計画(事前予測型) または機器点属 地周期基準値電力計 画(事前予測型)	(発電リソースを用いる場合) 機器点1分発電計画電力または 機器点1秒発電計画電力 (需要リソースを用いる場合) 機器点1分基準値電力計画(事 前予測型)または機器点1秒 基準値電力計画(事前予測型) (発電リソースおよび需要リ ソースを用いる場合、ネガポジ 型リソースを用いる場合) 機器点1分発電計画電力または 機器点1秒発電計画電力およ び機器点1分 基準値電力計画(事前予測型) または機器点1秒基準値電力 計画(事前 予測型)



		参入地点	電圧階級	アセスメントⅠ	アセスメントⅡ	
					専用線オンラインで接続する場合	監視方法がオフラインの場合
ネガボジリス ト・パ ターン で約 定し た場 合	直前計測 型を選択 しているとき				（発電リソースを用いる場合） 発電販売計画 （需要リソースを用いる場合） 直前計測実績 （発電リソースおよび需要リ ソースを用いる場合、ネガボジ 型リソースを用いる場合） 発電販売計画および直前計 測実績	（発電リソースを用いる場合） 1 分発電計画電力計画または 1 秒発電計画電力計画 （需要リソースを用いる場合） 商品ブロックの開始時刻の原則として 5 分前から開始時刻までの、1 秒ごとの需要 実績 （発電リソースおよび需要リソースを用いる場合、ネガボジ型リソースを用いる場 合） 1 分発電計画電力計画もしくは 1 秒発電電力計画および商品ブロックの開始時 刻の原則として 5 分前から開始時刻までの、1 秒ごとの需要実績
	逐次計測 型を選択 しているとき			商品ブロックを 5 分ごとに区切っ た場合の、当該 5 分ごとの区 切りの開始時刻の直前 5 分間 の需要実績（託送供給等約 款で定める損失率で修正した 値）の平均値の30分ごとの平 均値（6 点の平均値）	商品ブロックを 5 分ごとに区切った場合の、当該 5 分ごとの区切りの開始時刻の 直前 5 分間の、属地TSOと調整した送信周期ごとの需要実績（託送供給等約 款で定める損失率で修正した値）	商品ブロックを 5 分ごとに区切った場合の、当該 5 分ごとの区切りの開始時刻の直 前 5 分間の、1秒ごとの需要実績（託送供給等約款で定める損失率で修正した 値）

- 発電販売計画は、発電契約者が広域機関に提出している値が用いられます。なお需給調整市場の契約を締結している電源に関しては、受電電圧が高圧以上で受電点参入する場合は約定の有無に関わらず、一律“調整電源”として広域機関へ発電計画を提出していただきます。
- 取引会員は、入札するリソースに応じて、入札するリソースが調整を行わない場合の1秒発電計画電力計画もしくは属地周期発電計画電力計画もしくは1分発電計画電力計画※1、事前予測型基準値計画（1秒）（基準値計画と1秒基準値電力計画（事前予測型）を記載したもの）もしくは事前予測型基準値計画（属地周期）（基準値計画と属地周期基準値電力計画（事前予測型）を記載したもの）もしくは事前予測型基準値計画（1分）（基準値計画と1分基準値電力計画（事前予測型）を記載したもの）※2を作成し、需給調整市場システムへ登録します。
 ※1 専用線オンラインで接続する場合は1分発電計画電力計画または属地周期基準値電力計画、監視方法がオフラインの場合は1分または1秒発電計画電力計画を登録いただきます。
 ※2 専用線オンラインで接続する場合は1分または属地周期の事前予測型基準値計画、監視方法がオフラインの場合は1分または1秒の事前予測型基準値計画を登録いただきます。
- なお、需給調整市場システムに登録できない大容量データの提出方法については、属地TSOに確認を行い、その内容に従っていただきます。
- 直前計測型を選択している場合、専用線オンラインで接続する場合は商品ブロック開始時刻の5分前から開始時刻までの属地TSOと調整した送信周期ごとの需要実績を属地TSOへ送信、監視方法がオフラインの場合は商品ブロックの開始時刻の原則として5分前から開始時刻までの、1秒ごとの需要実績を、直前計測型基準値内訳実績へ記載し、商品ブロックの属する月の翌月10日までに需給調整市場システムへ登録していただきます。
- 逐次計測型を選択している場合、専用線オンラインで接続する場合は約定した商品ブロックを5分ごとに区切った場合の、当該5分ごとの区切りの開始時刻の直前5分間の、属地TSOと調整した送信周期ごとの需要実績（託送供給等約款で定める損失率で修正した値）を属地TSOへ送信、監視方法がオフラインの場合は商品ブロックを5分ごとに区切った場合の、当該5分ごとの区切りの開始時刻の直前5分間の、1秒ごとの需要実績を、直前計測型基準値内訳実績へ記載し、商品ブロックの属する月の翌月10日までに需給調整市場システムへ登録していただきます。

【単独発電機の計画提出フロー】



※3 約定した商品ブロックの開始時刻の1時間前までに登録していただきます。



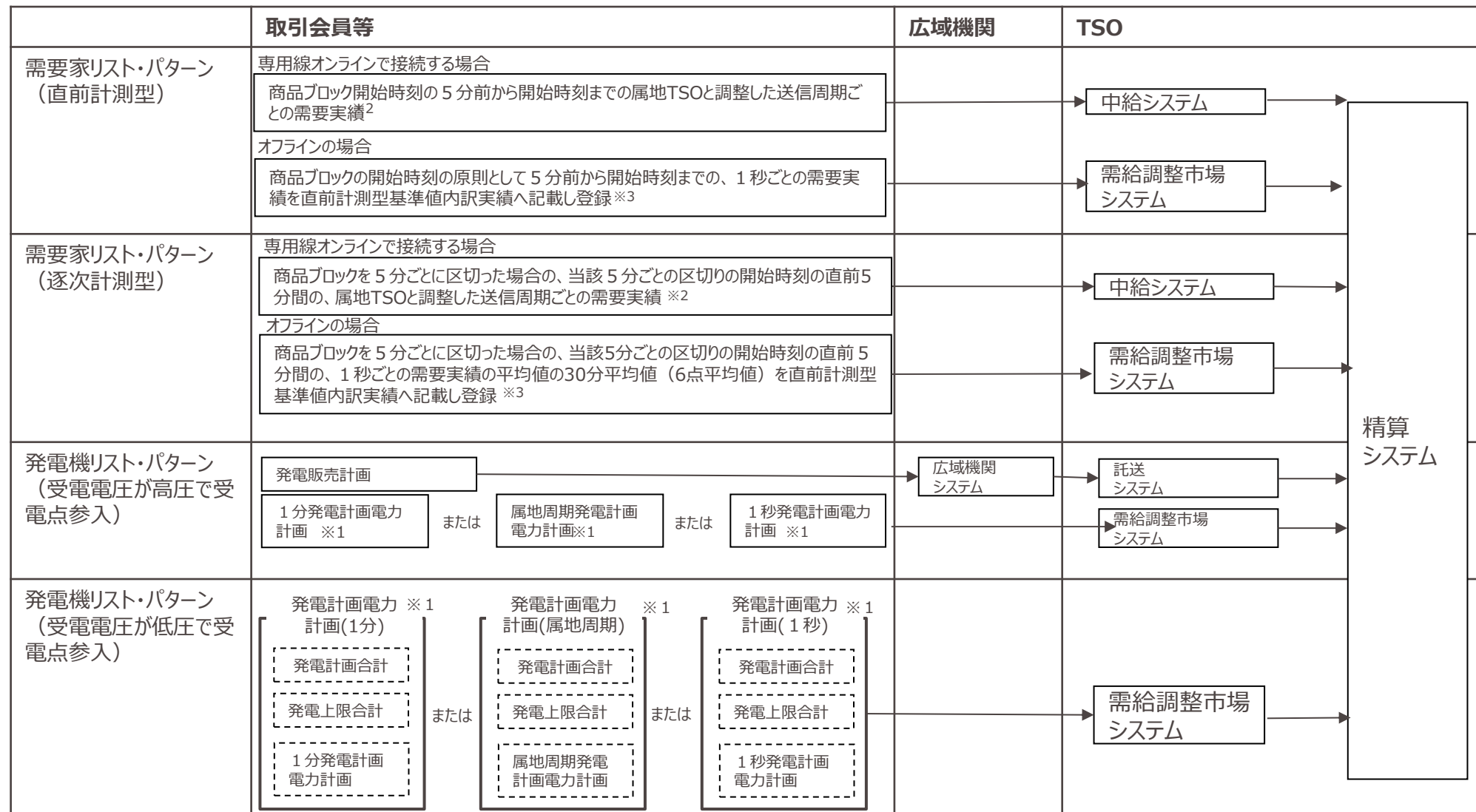
【需要家リスト・パターンの計画提出フロー】

	取引会員等	広域機関	TSO	
需要家リスト・パターン (事前予測型を選択し、 受電電圧が高圧で受電 点参入)	基準値計画※1 (1分) 高圧受電点基準値 1分基準値電力計画 (事前予測型) または 基準値計画※1 (属地周期) 高圧受電点基準値 属地周期基準値 電力計画 (事前予測型) または 基準値計画※1 (1秒) 高圧受電点基準値 1秒基準値電力計画 (事前予測型)		需給調整市場 システム	精算 システム
需要家リスト・パターン (事前予測型を選択し、 受電電圧が低圧で受電 点参入)	基準値計画※1 (1分) 低圧受電点基準値 1分基準値電力計画 (事前予測型) または 基準値計画※1 (属地周期) 低圧受電点基準値 属地周期基準値 電力計画 (事前予測型) または 基準値計画※1 (1秒) 低圧受電点基準値 1秒基準値電力計画 (事前予測型)		需給調整市場 システム	
需要家リスト・パターン (事前予測型を選択し、 受電電圧が高圧で機器 点参入)	機器点計画 ※1 (1分) 高圧機器点基準値 (アセス用) 機器点1分基準 値電力計画 (事 前予測型) または 機器点計画 ※1 (属地周期) 高圧機器点基準値 (アセス用) 機器点属地周期 基準値電力計画 (事前予測型) または 機器点計画 ※1 (1秒) 高圧機器点基準値 (アセス用) 機器点1秒基準 値電力計画 (事前予測型)		需給調整市場 システム	
需要家リスト・パターン (事前予測型を選択し、 受電電圧が低圧で機器 点参入)	機器点計画 ※1 (1分) 低圧機器点基準値 機器点1分基準 値電力計画 (事 前予測型) または 機器点計画 ※1 (属地周期) 低圧機器点基準値 機器点属地周期 基準値電力計画 (事前予測型) または 機器点計画 ※1 (1秒) 低圧機器点基準値 機器点1秒基準 値電力計画 (事前予測型)		需給調整市場 システム	

※1 約定した商品ブロックの開始時刻の1時間前までに登録していただきます。



【需要家リスト・パターンおよび発電機リスト・パターンの計画提出フロー】



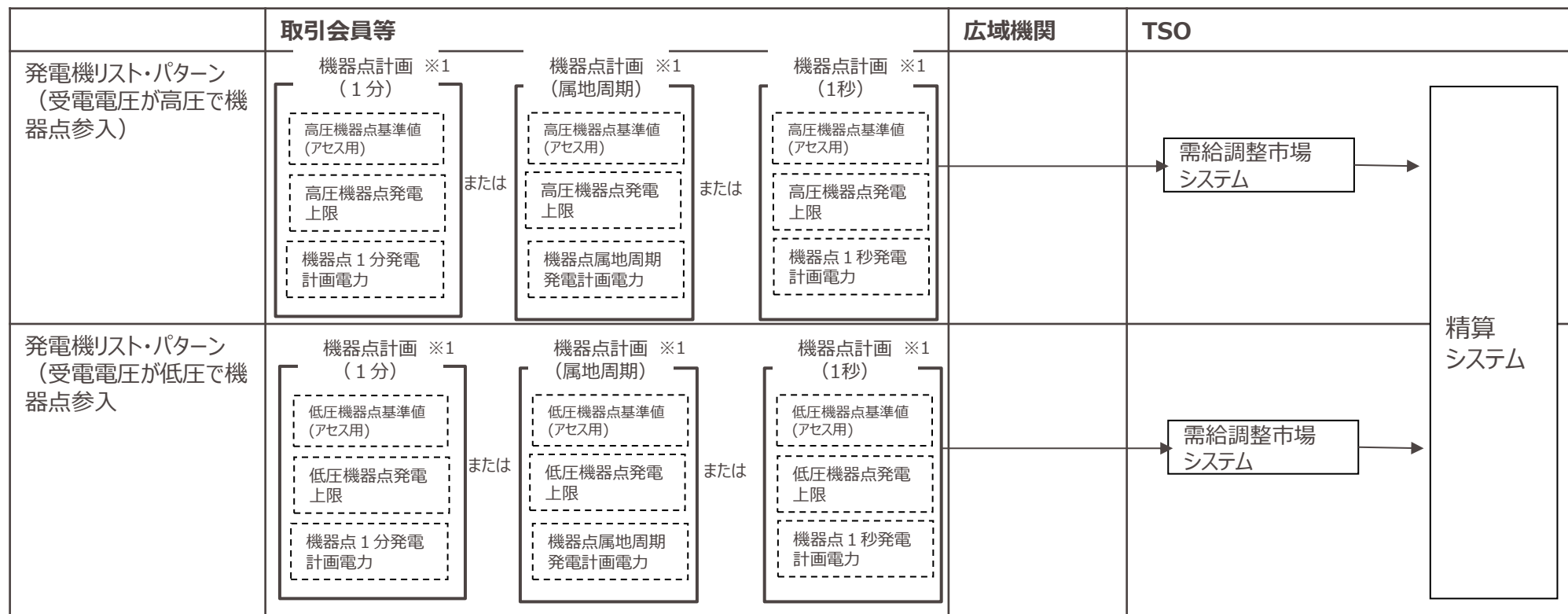
※1 約定した商品ブロックの開始時刻の1時間前までに登録していただきます。

※2 送信周期ごとの需要実績を当該時間の終了時刻から1秒から5秒程度以内に送信していただきます。

※3 商品ブロックの属する月の翌月10日までに需給調整市場システムへ登録していただきます。



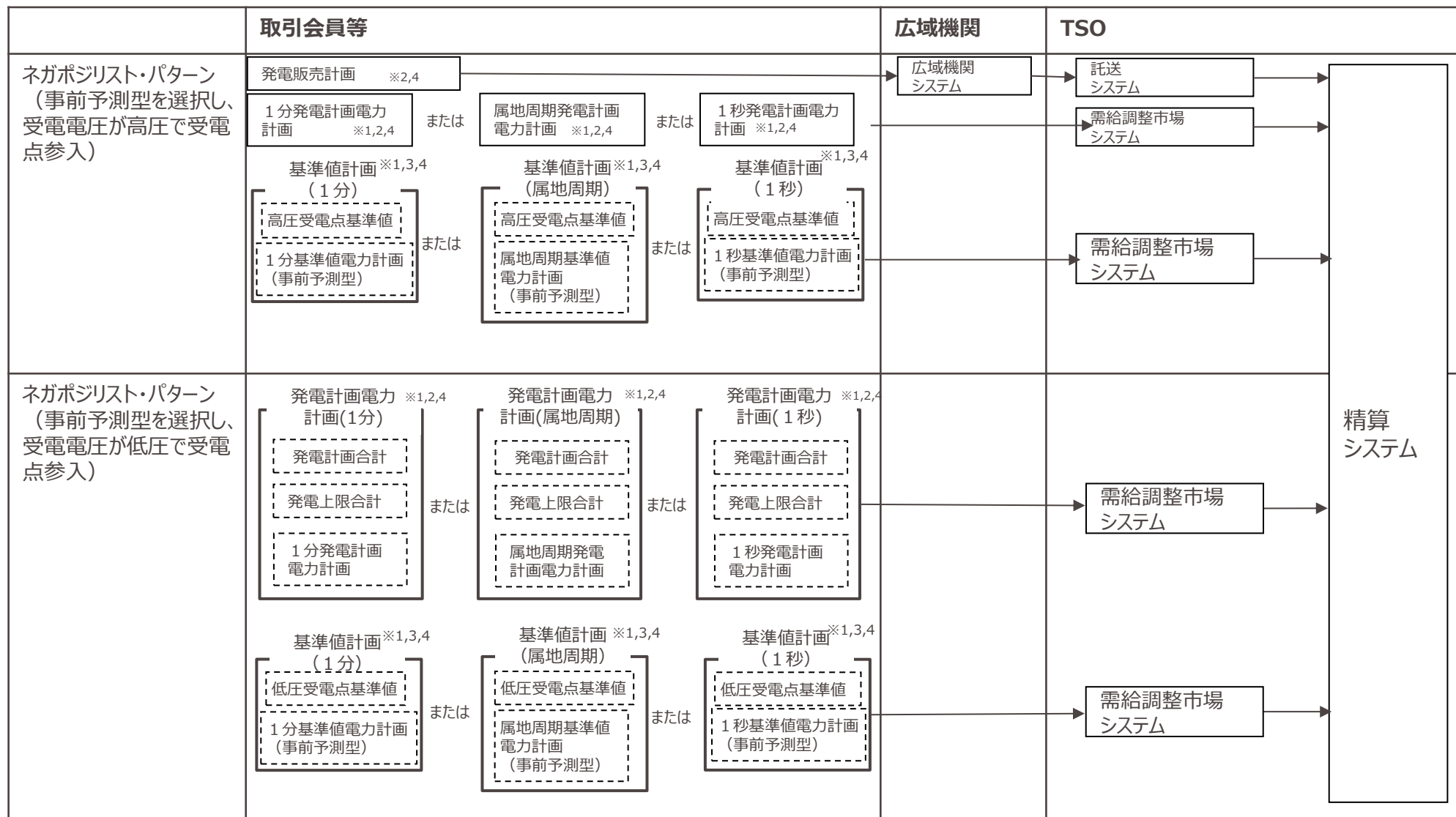
【発電機リスト・パターンの計画提出フロー】



※ 1 約定した商品ブロックの開始時刻の 1 時間前までに登録していただきます。



【ネガポジリスト・パターンの計画提出フロー】

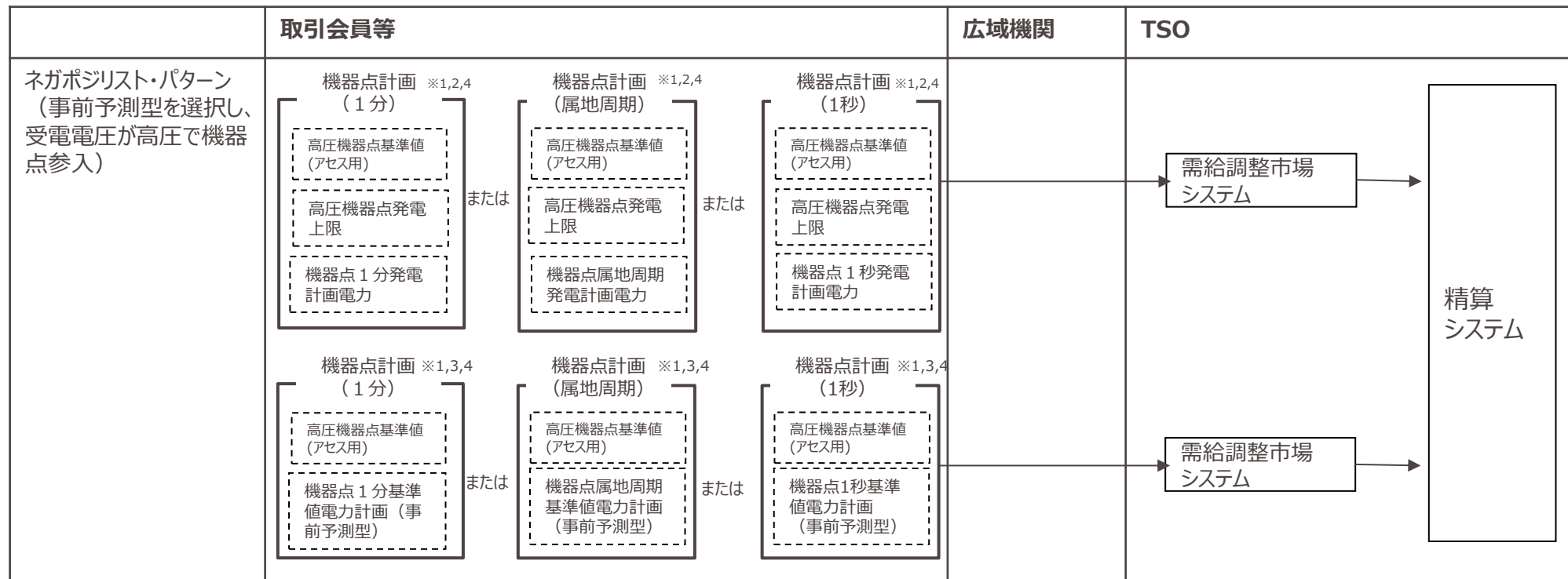


※1 約定した商品ブロックの開始時刻の1時間前までに登録していただきます。 ※2 発電リソースを用いる場合に限り。 ※3 需要リソースを用いる場合に限り。

※4 ネガポジ型リソースを用いる場合は、発電販売計画、1分発電計画電力計画もしくは属地周期発電計画電力計画もしくは1秒発電計画電力計画、事前予測型基準値計画(1分)もしくは事前予測型基準値計画(属地周期)もしくは事前予測型基準値計画(1秒)をすべて提出・登録いただきます。



【ネガポジリスト・パターンの計画提出フロー】

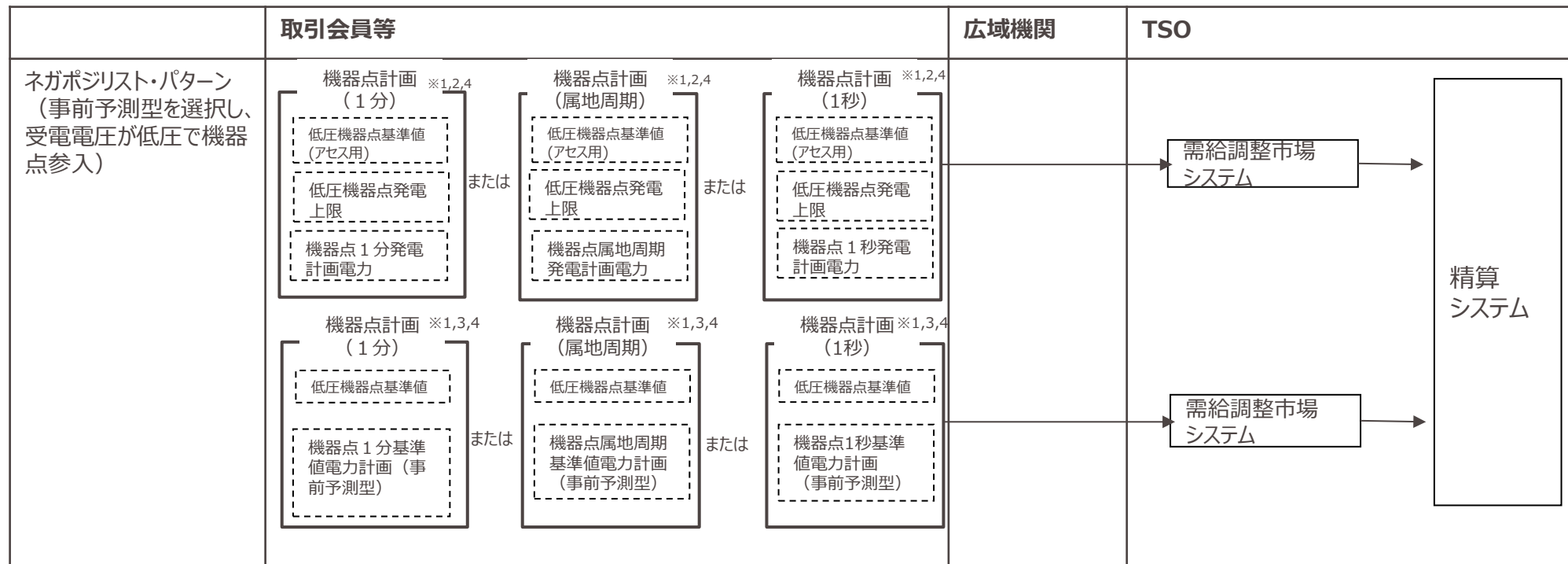


※ 1 約定した商品ブロックの開始時刻の 1 時間前までに登録していただきます。 ※ 2 発電リソースを用いる場合に限りです。 ※ 3 需要リソースを用いる場合に限りです。

※ 4 ネガポジ型リソースを用いる場合は、発電販売計画、1 分発電計画電力計画もしくは属地周期発電計画電力計画もしくは 1 秒発電計画電力計画、事前予測型基準値計画 (1 分) もしくは事前予測型基準値計画 (属地周期) もしくは事前予測型基準値計画 (1 秒) をすべて提出・登録いただきます。



【ネガポジリスト・パターンの計画提出フロー】

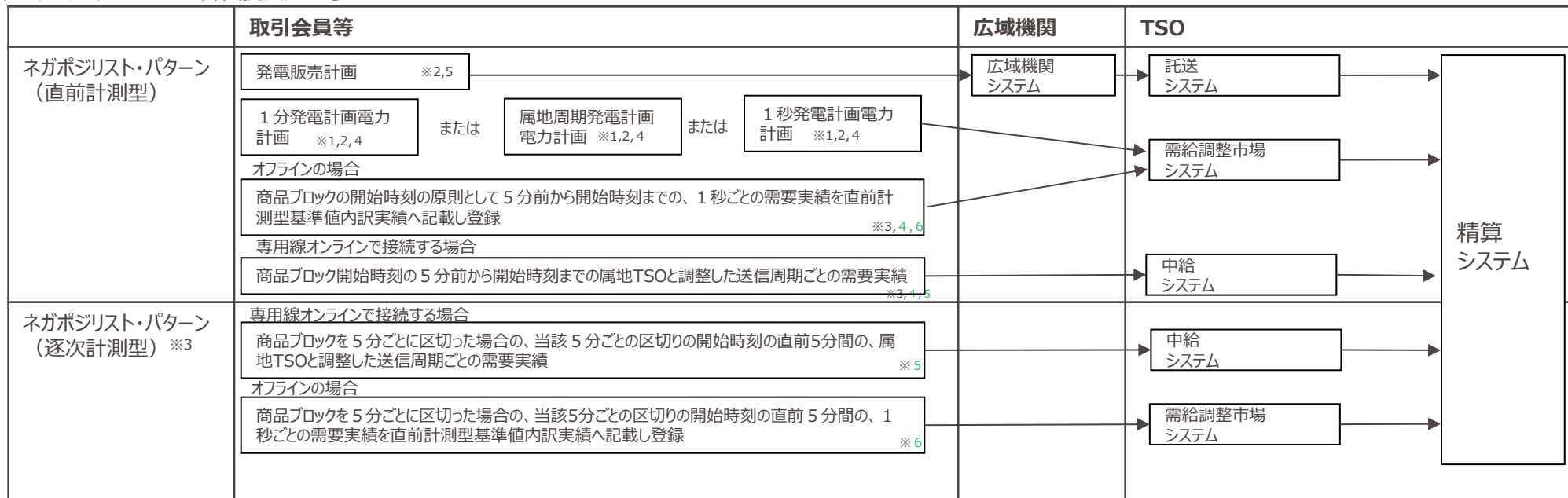


※ 1 約定した商品ブロックの開始時刻の 1 時間前までに登録していただきます。 ※ 2 発電リソースを用いる場合に限りです。 ※ 3 需要リソースを用いる場合に限りです。

※ 4 ネガポジ型リソースを用いる場合は、発電販売計画、1 分発電計画電力計画もしくは属地周期発電計画電力計画もしくは 1 秒発電計画電力計画、事前予測型基準値計画 (1 分) もしくは事前予測型基準値計画 (属地周期) もしくは事前予測型基準値計画 (1 秒) をすべて提出・登録いただきます。



【ネガポジリスト・パターンの計画提出フロー】



※ 1 約定した商品ブロックの開始時刻の 1 時間前までに登録していただきます。 ※ 2 発電リソースを用いる場合に限りです。 ※ 3 需要リソースを用いる場合に限りです。

※ 4 ネガポジ型リソースを用いる場合は、発電販売計画、1 分発電計画電力計画もしくは属地周期発電計画電力計画もしくは 1 秒発電計画電力計画、商品ブロック開始時刻までの需要実績をすべて提出・登録していただきます。

※ 5 送信周期ごとの需要実績を当該時間の終了時刻から 1 秒から 5 秒程度以内に送信していただきます。

※ 6 商品ブロックの属する月の翌月10日までに需給調整市場システムへ登録していただきます。



2-6. 発電販売計画および 基準値計画の提出方法

a. 概要 (12/15)

429

- 約定時間帯と計画等の提出対象期間は下表のとおりとなります。

【約定時間帯と計画等提出対象期間】
＜発電販売計画＞

■ : 約定期間 ■ : 計画等提出対象期間

発電販売計画	約定期間		約定有無にかかわらず、常時、発電販売計画を提出
	計画提出対象期間		

＜基準値計画（1分）※1※2＞

1分基準値電力計画 (事前予測型) 高圧受電点基準値 低圧受電点基準値	約定期間		約定時間帯と約定時間前1時間の基準値計画を提出
	計画提出対象期間		

＜基準値計画（属地周期）※1＞

属地周期基準値電力計画 (事前予測型) 高圧受電点基準値 低圧受電点基準値	約定期間		約定時間帯と約定時間前1時間の基準値計画を提出
	計画提出対象期間		

＜基準値計画（1秒）※2＞

1秒基準値電力計画 (事前予測型) 高圧受電点基準値 低圧受電点基準値	約定期間		約定時間帯と約定時間前1時間の基準値計画を提出
	計画提出対象期間		

※1 専用線オンラインで接続する場合、基準値計画(1分)または基準値計画(属地周期)を商品ブロックの開始時刻の1時間前までに需給調整市場に登録

※2 オフラインの場合、基準値計画(1分)または基準値計画(1秒)を商品ブロックの開始時刻の1時間前までに需給調整市場に登録



取引規程 第6章 第34条

- 約定時間帯と計画等の提出対象期間は下表のとおりとなります。

■ : 約定期間 ■ : 計画等提出対象期間

【約定時間帯と計画等提出対象期間】

＜発電計画電力計画（1分）※1※2＞

発電計画合計 発電上限合計 1分発電計画電力 計画	約定期間		約定時間帯の 計画を提出
	計画提出対象期間		

＜発電計画電力計画（属地周期）※1＞

発電計画合計 発電上限合計 属地周期発電電力 計画	約定期間		約定時間帯の 計画を提出
	計画提出対象期間		

＜発電計画電力計画（1秒）※2＞

発電計画合計 発電上限合計 1秒発電計画電力 計画	約定期間		約定時間帯の 計画を提出
	計画提出対象期間		

※1 専用線オンラインで接続する場合、発電計画電力計画（1分）と発電計画電力計画(属地周期)を商品ブロックの開始時刻の1時間前までに需給調整市場に登録

※2 オフラインの場合、発電計画電力計画（1分）と発電計画電力計画(1秒)を商品ブロックの開始時刻の1時間前までに需給調整市場に登録

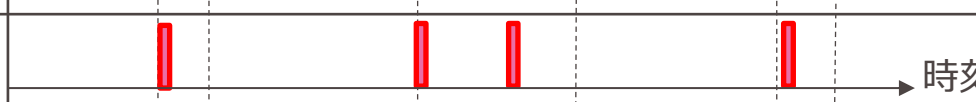


- 約定時間帯と計画等の提出対象期間は下表のとおりとなります。

【約定時間帯と計画等提出対象期間】

■ : 約定期間 ■ : 計画等提出対象期間

<商品ブロック開始時刻の5分前から開始時刻までの1分ごとの需要実績>

商品ブロック開始時刻の 5分前から開始時刻 までの1分ごとの需要 実績※	約定期間				約定した各商品ブ ロック開始時刻の 5分前から開始時 刻までの需要実績 を提出
	計画提出対象期間				

<直前計測型基準値内訳実績>

直前計測型基準値 内訳実績	約定期間				時刻 →	約定時間帯の 計画を提出
	計画提出対象期間					

※ 直前計測型を選択し、専用線オンラインで接続する場合は、属地TSOと調整した送信周期ごとの需要実績



2-6. 発電販売計画および 基準値計画の提出方法

a. 概要 (15/15)

432

- 約定時間帯と計画等の提出対象期間は下表のとおりとなります。

【約定時間帯と計画等提出対象期間】

■ : 約定期間 ■ : 計画等提出対象期間

<機器点計画 (1分) ※1※2>

高圧機器点基準値 (アセス用) 機器点 1 分基準値電力 計画(事前予測型) 低圧機器点基準値 高圧機器点発電上限 低圧機器点発電上限 機器点 1 分発電計画電力	約定期間		約定時間帯と約 定時間前 1 時間 の計画を提出
	計画提出対象期間		

<機器点計画 (属地周期) ※1>

高圧機器点基準値 (アセス用) 機器点属地周期基準値 電力計画(事前予測型) 低圧機器点基準値 高圧機器点発電上限 低圧機器点発電上限 機器点属地周期発電 発電計画電力	約定期間		約定時間帯と約 定時間前 1 時間 の計画を提出
	計画提出対象期間		

<機器点計画 (1秒) ※2>

高圧機器点基準値 (アセス用) 機器点 1 秒基準値 電力計画(事前予測型) 低圧機器点基準値 高圧機器点発電上限 低圧機器点発電上限 機器点 1 秒発電 発電計画電力	約定期間		約定時間帯と約 定時間前 1 時間 の計画を提出
	計画提出対象期間		

※1 専用線オンラインで接続する場合、発電計画電力計画 (1分)と発電計画電力計画(属地周期)を商品ブロックの開始時刻の1時間前までに需給調整市場に登録

※2 オフラインの場合、発電計画電力計画 (1分)と発電計画電力計画(1秒)を商品ブロックの開始時刻の1時間前までに需給調整市場に登録

三次② 三次① 二次② 二次① 一次 複合



取引規程 第6章 第34条

- 需要リソースを用いる場合で、一次調整力、監視方法がオフラインかつ直前計測型を選択しているときで、以下に該当しない場合、リソースの電圧および受電点・機器点参入にかかわらず、約定した需要リソースの商品ブロックの開始時刻の5分前から開始時刻までの1秒ごとの需要実績の平均値を直前計測型基準値内訳実績の高圧受電点基準値に記載し商品ブロックの属する月の翌月10日までに需給調整市場システムに登録していただきます。

同一の需要家リスト・パターンが同一の提供期間に一次調整力以外の商品区分で約定している場合

＜直前計測型基準値内訳実績入力支援ツール記載イメージ＞

入力支援ツールの使い方記載の直前計測型基準値内訳実績と同様に記載ください。なお、小売電気事業者ごとの内訳は不要です※。

※ 小売電気事業者ごとの内訳は提出不要のため、以下の赤枠部分は以下のとおりとしてください。

直前計測型基準値内訳実績入力支援ツール

小売電気事業者数変更

基準値XML読み

基準値XML出力

XMLファイル妥当性検証

入力欄移動

終了(上書保存)

対象年月日

読み込みファイル名

出力先

基本情報

情報区分

提出先事業者

送信者

提出先

運用

対象家リスト・パターン

時刻コード

時間帯

小売電気事業者コード

PGコード

機器点特定番号(高圧)

高圧受電点

小売電気事業者1

合計基準値

合計基準値 = Σ 基準値内訳

高圧受電点基準値(kWh)

合計基準値(kWh)

コード

名称

0831

直前計測型基準値内訳実績

01

02

03

0:00~0:30

0:30~1:00

1:00~1:30

0

0

0

0

高圧受電点の項目に入力

需要リソースの商品ブロックの開始時刻の5分間から開始時刻までの1秒ごとの需要実績の平均値を基準値に入力

小売電気業者コードに送信者コードを入力

- 需要リソースを用いる場合で、一次調整力、監視方法がオフラインかつ逐次計測型を選択している場合、リソースの電圧および受電点・機器点参入にかかわらず、約定した需要リソースの商品ブロックを5分ごとに区切った場合の、当該5分ごとの区切りの開始時刻の直前5分間の1秒ごとの需要実績の平均値の30分ごとの平均値（6点の平均値）を直前計測型基準値内訳実績の高圧受電点基準値に記載し、商品ブロックの属する月の翌月10日までに需給調整市場システムに登録していただきます。

<直前計測型基準値内訳実績入力支援ツール記載イメージ>

入力支援ツールの使い方記載の直前計測型基準値内訳実績と同様に記載ください。なお、小売電気事業者ごとの内訳は不要です※。

※ 小売電気事業者ごとの内訳は提出不要のため、以下の赤枠部分は以下のとおりとしてください。

直前計測型基準値内訳実績入力支援ツール

小売電気事業者ごとの内訳は不要です※。	
※ 小売電気事業者ごとの内訳は提出不要のため、以下の赤枠部分は以下のとおりとしてください。	
高圧受電点の項目に入力	
需要リソースの商品ブロックを5分ごとに区切った場合の、当該5分ごとの区切りの開始時刻の直前5分間の1秒ごとの需要実績の平均値の30分ごとの平均値（6点の平均値）を基準値に入力	
小売電気事業者コードに送信者コードを入力	

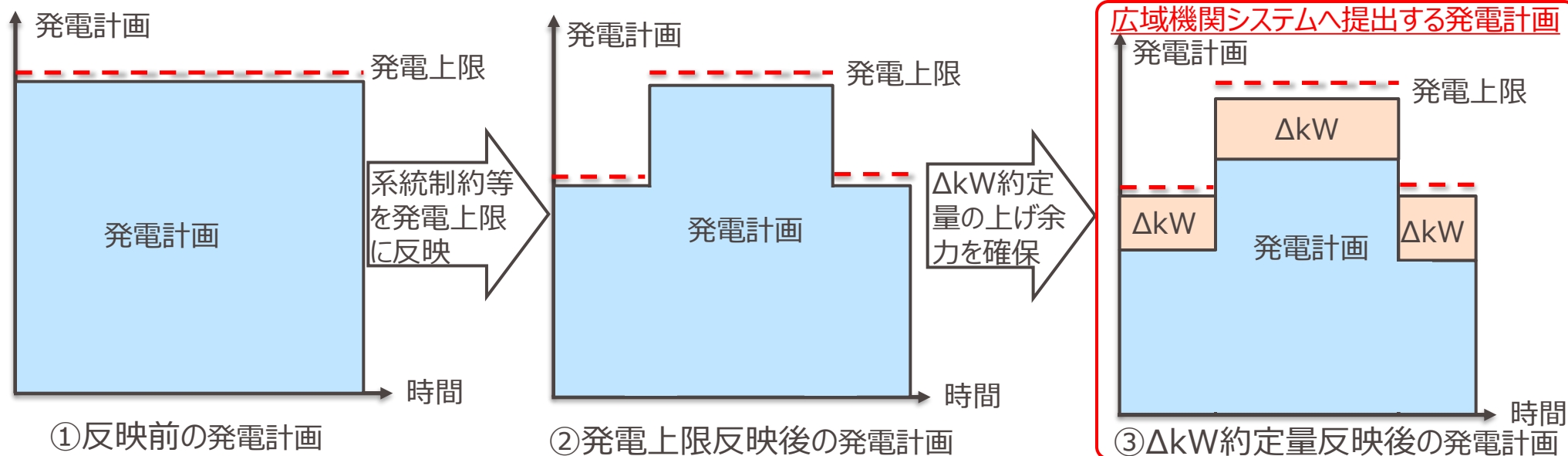
小売電気事業者コード変更
基準値XML読込
基準値XML出力
XMLファイル妥当性検証
入力欄移動
終了(上書保存)

対象年月日	
読込ファイル名	
出力先	
基本情報	
情報区分	コード
提出先事業者	0031
送信者コード	直前計測型基準値内訳実績
時刻コード	01
時間帯	0:00~0:30
時刻コード	02
時間帯	0:30~1:00
時刻コード	03
時間帯	1:00~
小売電気事業者コード	送信者コード
小売電気事業者1	
合計基準値	合計基準値 = Σ基準値内訳
合計基準値(kWh)	
合計基準値(kWh)	0

- 単独発電機、発電機リスト・パターンまたはネガポジリスト・パターン（受電電圧が高圧以上で受電点参入する発電リソースまたはネガポジ型リソースを用いる場合に限り）で約定した場合、発電計画は下記項目を反映の上、広域機関システムへ発電販売計画の提出をお願いします。
- 需給調整市場の契約を締結している電源に関しては、約定の有無に関わらず、一律「調整電源」として発電販売計画を提出していただきます。（ただし、「一次調整力」のみの場合は「調整電源」としては扱いません）

<反映が必要な項目>

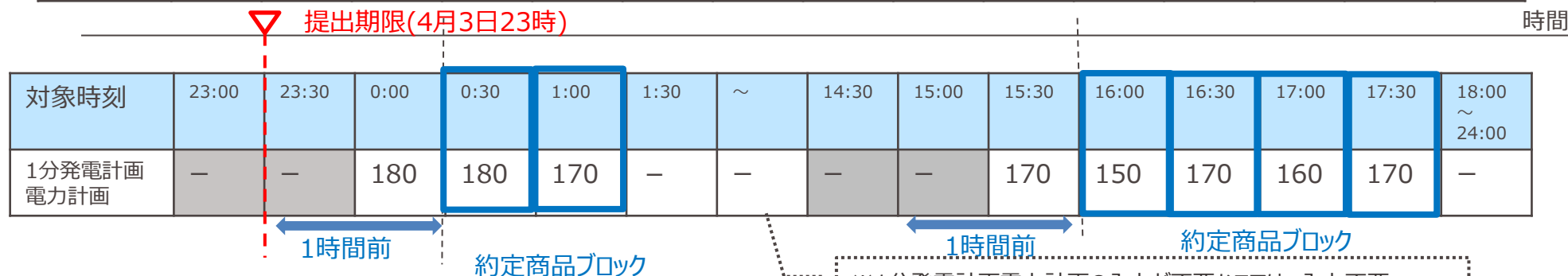
- 発電上限：定格出力に対して、下例のような最大出力に影響を与える事象を適切に反映した発電可能上限値を記載。
 - ・ 渇水や海水温度上昇等による出力低下等発電機の機器特性による影響
 - ・ 発電機の作業に伴う運転出力の制約や系統作業に伴いTSOから提示された運転出力の制約
- 発電計画：上記の発電上限から ΔkW 約定量の出力上昇幅を確保したうえで、発電機の運転計画を策定。



- 単独発電機、発電機リスト・パターンまたはネガポジリスト・パターン（発電リソースまたはネガポジ型リソースを用いる場合に限り）で約定した場合は、約定した商品ブロックの約定対象時間帯の1分発電計画電力計画、属地周期発電計画電力計画または1秒発電計画電力計画※1を約定した商品ブロックの開始時刻1時間前までに、需給調整市場システムへ登録※2いただきます。
 - ※1 専用線オンラインで接続する場合は1分発電計画電力計画または属地周期発電計画電力計画、監視方法がオフラインの場合は1秒発電計画電力計画または1分発電計画電力計画を登録いただきます。
 - ※2 1分発電計画電力計画、属地周期発電計画電力計画または1秒発電計画電力計画の未提出または不備がある場合、供出可能量はゼロとして扱います。
- なお、2ブロック以上連続して約定した場合でも、1分発電計画電力計画、属地周期発電計画電力計画または1秒発電計画電力計画は約定した商品1ブロックにつき1ファイル作成および提出いただきます。（発電計画電力計画は、48コマのうち約定した商品ブロックの発電計画電力を記載した24時間を1つのファイルで提出いただきます）。

【約定ブロックと1分発電計画電力計画の提出期限例】

4月4日 基準値計画	23:00	23:30	0:00	0:30	1:00	1:30	～	14:30	15:00	15:30	16:00	16:30	17:00	17:30	18:00 ～ 24:00
約定商品 ブロック有無	－	－	有	有	有	無	無	無	無	有	有	有	有	有	無
計画 提出要否	必要	必要	必要	必要	必要	不要	不要	必要	必要	必要	必要	必要	必要	必要	不要



※実際には、30分コマごとのkWhに加えて、1分ごとの発電計画電力を含みます。1分ごとの発電計画電力と発電販売計画は整合している必要があります。

また、1分発電計画電力計画を提出する場合は、アセスメントを実施するために1分発電計画電力の線形補間を行い、1秒発電計画電力または属地周期発電計画電力を算出します。



2-6. 発電販売計画および 基準値計画の提出方法

b. 発電販売計画等 (3/3)

437

- 登録後に1分発電計画電力計画、属地周期発電計画電力計画または1秒発電計画電力計画を変更する場合は、各30分コマの実需給の開始時刻の1時間前までに需給調整市場システムに再登録していただきます。ただし、再登録をする1分発電計画電力計画、属地周期発電計画電力計画または1秒発電計画電力計画に含まれる30分コマのうち、開始時刻が再登録をする時刻から1時間未満の30分コマの1分発電計画電力、属地周期発電計画電力または1秒発電計画電力は、すでに登録されている1分発電計画電力計画、属地周期発電計画電力計画または1秒発電計画電力計画の当該30分コマの1分発電計画電力、属地周期発電計画電力または1秒発電計画電力から変更することはできないものとします。

【約定ブロックと1分発電計画電力計画の提出期限例】

4月23日	0:00～11:00	11:00	11:30	12:00	12:30	13:00	13:30	14:00	14:30	15:00	15:30	16:00	16:30	17:00	17:30	18:00～24:00
約定商品 ブロック有無	無	無	無	有	有	有	有	有	有	有	有	有	有	有	有	無
計画 提出要否	不要	不要	不要	必要	必要	必要	必要	必要	必要	必要)	必要	必要	必要	必要	必要	不要

登録時

▽登録時提出期限(4月23日11時) 約定商品ブロック

対象時刻	～	11:00	11:30	12:00	12:30	13:00	13:30	14:00	14:30	～
1分発電計画 電力計画	～	—	—	180	180	170	160	160	160	～

1時間前

(13:00以降の計画を変えたい)

13:00以降の計画を変更する場合は、12:00までに再登録していただく必要があります。

再登録時

▽再登録時提出期限(4月23日12時)

対象時刻	～	11:00	11:30	12:00	12:30	13:00	13:30	14:00	14:30	～
1分発電計画 電力計画	～	—	—	180	180	180	190	190	200	～

1時間前

※例えば11:45に再登録する場合は、その1時間後である12:45を含む30分コマより前の30分コマの計画値を変更することはできません。



- 需要家リスト・パターンまたはネガポジリスト・パターン（需要リソースまたはネガポジ型リソースを用いる場合に限り）で約定した場合で事前予測型を選択したときは、約定した商品ブロックの開始1時間前の2コマの基準値と、約定対象時間帯の基準値計画もしくは機器点計画を約定した商品ブロックの開始1時間前と、約定対象時間帯の事前予測型基準値計画（1分）（基準値計画および1分基準値電力計画（事前予測型）を記載したもの）、事前予測型基準値計画（属地周期）（基準値計画および属地周期基準値電力計画（事前予測型）を記載したもの）または事前予測型基準値計画（1秒）（基準値計画および1秒基準値電力計画（事前予測型）を記載したもの）※1を約定した商品ブロックの開始時刻1時間前までに、需給調整市場システムへ登録※2いただきます。
- ※1 専用線オンラインで接続する場合は事前予測型基準値計画（1分）または事前予測型基準値計画（属地周期）、監視方法がオフラインの場合は事前予測型基準値計画（1分）または事前予測型基準値計画（1秒）を登録いただきます。
- ※2 事前予測型基準値計画（1分）、事前予測型基準値計画（属地周期）または事前予測型基準値計画（1秒）の未提出または不備がある場合、供出可能量はゼロとして扱います。
- なお、2ブロック以上連続して約定した場合でも、事前予測型基準値計画（1分）、事前予測型基準値計画（属地周期）または事前予測型基準値計画（1秒）は約定した商品1ブロックにつき1ファイル作成および提出いただきます（基準値計画は、48コマのうち約定した商品ブロックの基準値を記載した24時間を1つのファイルで提出いただきます）。

【約定ブロックと事前予測型基準値計画（1分）の提出期限例】

4月4日 基準値計画	22:30	23:00	23:30	0:00	0:30	1:00	1:30	～	14:30	15:00	15:30	16:00	16:30	17:00	17:30	18:00 ～ 24:00
約定商品 ブロック有無	無	無	無	有	有	有	無	無	無	無	有	有	有	有	有	無
基準値計画 提出要否	不要	必要	必要	必要	必要	必要	不要	不要	必要	必要	必要	必要	必要	必要	必要	不要

基準値計画の提出期限

▽(4月4日23時)

時間

対象時刻	22:30	23:00	23:30	0:00	0:30	1:00	1:30	～	14:30	15:00	15:30	16:00	16:30	17:00	17:30	18:00 ～ 24:00
基準値		190	180	180	180	170	—	—	160	160	170	150	170	160	170	—

1時間前

約定商品ブロック

1時間前

約定商品ブロック

※基準値計画の入力が不要なコマは、入力不要

※実際には、30分コマごとのkWhに加えて、1分ごとの基準値電力を含みます。

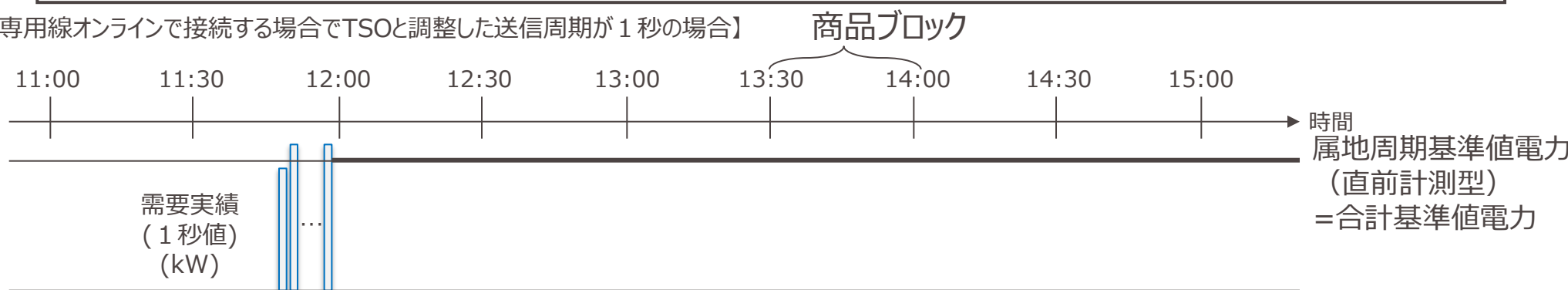
また、事前予測型基準値計画（1分）を提出する場合は、アセスメントを実施するために1分基準値電力の線形補間を行い、1秒基準値電力または属地周期基準値電力を算出します。



- 需要家リスト・パターンまたはネガポジリスト・パターン（需要リソースまたはネガポジ型リソースを用いる場合に限り）で約定した場合で直前計測型を選択したときは、専用線オンラインで接続する場合は約定した商品ブロック開始時刻の5分前から開始時刻までの属地TSOと調整した送信周期ごとの需要実績（託送供給等約款で定める損失率で修正した値）を属地TSOへ送信※1、オフラインの場合は商品ブロックの開始時刻の原則として5分前から開始時刻までの、1秒ごとの需要実績を、直前計測型基準値内訳実績へ記載し、商品ブロックの属する月の翌月10日までに需給調整市場システムへ登録していただきます。
- 送信された需要実績の平均が、属地周期基準値電力（直前計測型）または1秒基準値電力（直前計測型）（＝合計基準値電力）となり、これにもとづき、 Δ kWのアセスメントを行います。

※1 商品ブロック開始前5分間の需要実績が1点も送信されなかった場合の供出可能量はゼロとして扱います。

【専用線オンラインで接続する場合でTSOと調整した送信周期が1秒の場合】



対象時刻	11:55:00	11:55:01	...	11:59:58	11:59:59
需要実績(kW)	2000	2001	...	2019	2020

300点を平均



※送信されなかった点が一部でもある場合は、送信に成功した点の平均を属地周期基準値電力（直前計測型）（＝合計基準値電力）とみなします。

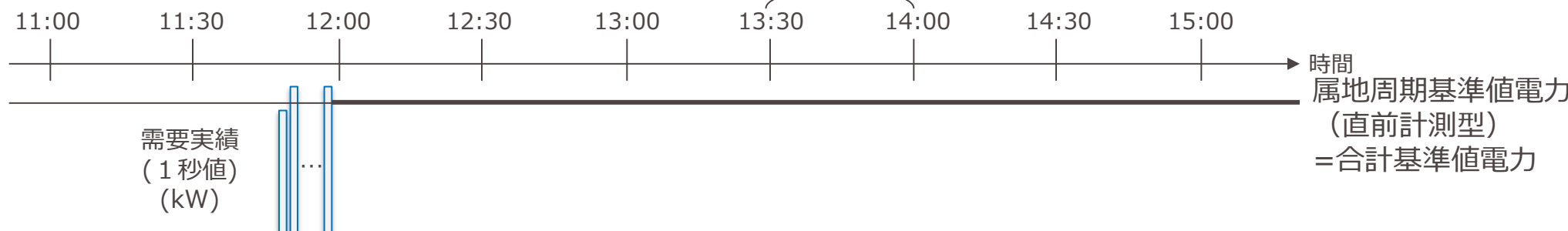
対象時刻	12:00	12:30	13:00	13:30	14:00	14:30
合計基準値電力(kW)	2010	2010	2010	2010	2010	2010



- 需要家リスト・パターンまたはネガポジリスト・パターン（需要リソースまたはネガポジ型リソースを用いる場合に限り）で約定した場合で逐次計測型を選択したときは、専用線オンラインで接続する場合は約定した商品ブロックを5分ごとに区切った場合の、当該5分ごとの区切りの開始時刻の直前5分間の、属地TSOと調整した送信周期ごとの需要実績（託送供給等約款で定める損失率で修正した値）を属地TSOへ送信※1、オフラインの場合は商品ブロックを5分ごとに区切った場合の、当該5分ごとの区切りの開始時刻の直前5分間の、1秒ごとの需要実績の平均値の30分平均値（6点平均値）を、直前計測型基準値内訳実績へ記載し、商品ブロックの属する月の翌月10日までに需給調整市場システムへ登録していただきます。
- 送信された需要実績の平均（商品ブロックの5分ごとの区切りの開始時刻の直前5分間の需要実績の平均値の、30分の平均値＝6点の平均値）が、属地周期基準値電力（逐次計測型）または1秒基準値電力（逐次計測型）（＝合計基準値電力）となり、これにもとづき、 ΔkW のアセスメントを行います。
※当該5分ごとの区切りの開始時刻の直前5分間の需要実績が1点も送信されなかった場合の供出可能量はゼロとして扱います。

【専用線オンラインで接続する場合でTSOと調整した送信周期が1秒の場合】

商品ブロック



対象時刻	11:55:00	11:55:01	...	11:59:59	12:00:00	...	12:04:59	12:05:00	...	12:24:59	12:25:00	...	14:59:59
需要実績(kW)	2000	2001	...	2020	2020	...	2040	2040	...	2040	2041	...	2100

5分ごとに300点を平均

2010

2030

...

2040

...

2090

6点を平均（30分の平均値）

対象時刻	12:00	12:30	13:00	13:30	14:00	14:30
合計基準値電力(kW)	2033	2040	2050	2060	2070	2080

※送信されなかった点が一部でもある場合は、送信に成功した点の平均を属地周期基準値電力（逐次計測型）（＝合計基準値電力）とみなします。



- 需要家リスト・パターンまたはネガポジリスト・パターン（需要リソースまたはネガポジ型リソースを用いる場合に限り）で約定した場合で直前計測型を選択したとき、同一のリスト・パターンが連続して複合市場商品に約定している場合は、最初の商品ブロック※1の1分、属地周期または1秒基準値電力（直前計測型）（＝合計基準値電力）を、当該連続して約定している商品ブロックのすべてに適用します。※1 取引規程では商品ブロックと記載する場合、商品特定した提供期間を指しております。そのため、同一の直前需要を採用するのは複合市場商品への約定が連続する範囲となります。

商品区分：一次調整力（三次調整力②にも供出可能量あり）、一次調整力の基準値の設定方法：直前計測型の需要家リスト・パターンの場合

＜ケース1＞ 複合市場商品と三次調整力②の商品区分を跨がない連続約定

約定時間帯	ブロック① 0:00-0:30	ブロック② 0:30-1:00	ブロック③ 1:00-1:30	ブロック④ 1:30-2:00	ブロック⑤ 2:00-2:30
約定商品	一次調整力	一次調整力	一次調整力	一次調整力	三次調整力②
直前需要実績の提出	要 (23:55-0:00)	要 (23:55-0:00)	要 (23:55-0:00)	要 (23:55-0:00)	不要
合計基準値電力	ブロック①の 直前需要平均を 採用	ブロック①の 直前需要平均を 採用	ブロック①の 直前需要平均を 採用	ブロック①の 直前需要平均を 採用	需給調整市場 システム登録の 基準値採用

＜ケース2＞ 複合市場商品と三次調整力②の商品区分を跨いで連続約定

複合市場商品で連続約定している場合、最初のブロック※2の直前実績を採用

約定時間帯	ブロック① 0:00-0:30	ブロック② 0:30-1:00	ブロック③ 1:00-1:30	ブロック④ 1:30-2:00	ブロック⑤ 2:00-2:30
約定商品	一次調整力	三次調整力②	一次調整力	一次調整力	三次調整力②
直前需要実績の提出	要 (23:55-0:00)	不要	要 (0:55-1:00)	要 (0:55-1:00)	不要
合計基準値電力	ブロック①の 直前需要平均を 採用	需給調整市場 システム登録の 基準値採用	ブロック③の 直前需要平均を 採用	ブロック③の 直前需要平均を 採用	需給調整市場 システム登録の 基準値採用

複合市場商品と三次調整力②で連続して約定している場合、複合市場商品が連続している中での最初のブロック※2の直前実績を採用

※2 最初の商品ブロックが一次調整力かつ監視方法がオフラインの場合、当該商品ブロックの開始時刻の5分前から開始時刻までの、1秒ごとの需要実績を、属地TSOから求めがあった日の翌営業日までに所定の様式により通知していただきます。



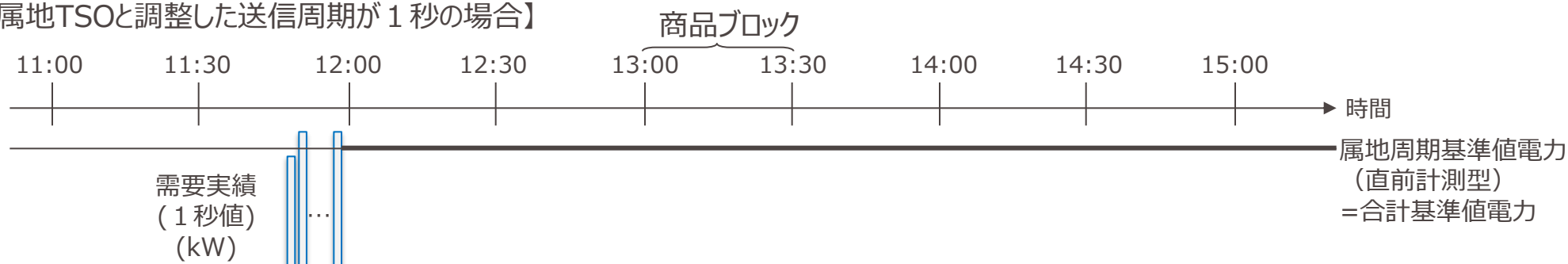
2-6. 発電販売計画および 基準値計画の提出方法 c. 基準値計画等(5/8)

修正

442

- 需要家リスト・パターンまたはネガポジリスト・パターン（需要リソースまたはネガポジ型リソースを用いる場合に限り）で約定した場合で、直前計測型を選択したときにおいて、同一の提供期間に一次調整力以外の商品区分で約定している場合、約定した商品ブロックの約定対象時間帯の直前計測型基準値内訳実績を約定した商品ブロック開始後から約定した商品ブロックの属する月の翌月10日までに、需給調整市場システムへ登録※1いただきます。
- 小売電気事業者ごと※2の基準値は、1分基準値電力（直前計測型）、属地周期基準値電力（直前計測型）または1秒基準値電力（直前計測型）を2で除した値を、当該30分コマの直前計測型基準値内訳実績の小売電気事業者ごと※2の基準値相当の需要実績を直前計測型基準値内訳実績の合計値で除した比率で按分した値（以下、「修正後基準値」といいます。）とします。

【属地TSOと調整した送信周期が1秒の場合】



対象時刻	12:00	12:30	13:00	13:30	14:00	14:30
合計基準値電力(kW)	4000	4000	4000	4000	4000	4000

対象時刻	12:00	12:30	13:00	13:30	14:00	14:30
基準値相当の需要実績 (小売電気事業者A)	500	400 ⇒421	400	450	500	500
基準値相当の需要実績 (小売電気事業者B)	1500	1500 ⇒1579	1600	1550	1500	1500

⇒直前計測型基準値内
訳実績を約定した商品ブ
ロック開始後から翌月10
日までに登録いただきます。

合計基準値電力に合うように、小売電気事業者ごと※2の基準値を修正（比率按分）します。

※1 直前計測型基準値内訳実績の未提出または不備がある場合、供出可能量はゼロとして扱います。

※2 受電電圧が低圧の受電点において発電量調整供給契約を締結している場合には所属小売電気事業者コードおよび所属発電BGコードごと



- 小売電気事業者ごと※の修正後基準値の合計値が1分基準値電力（直前計測型）、属地周期基準値電力（直前計測型）または1秒基準値電力（直前計測型）を2で除した値と一致しない場合は、直前計測型基準値内訳実績のうち最初に記載された小売電気事業者の基準値は1分基準値電力（直前計測型）または属地周期基準値電力（直前計測型）を2で除した値から、当該小売電気事業者以外の修正後基準値の合計値を差し引いた値とします。

【基準値として属地周期基準値電力（直前計測型）が採用された場合】※ 受電電圧が低圧の受電点において発電量調整供給契約を締結している場合には所属小売電気事業者コードおよび所属発電BGコードごと

対象時刻	12:00	12:30	13:00	13:30	14:00	14:30
合計基準値電力(kW)	2000	2000	2000	2000	2000	2000

対象時刻	12:00	12:30	13:00	13:30	14:00	14:30
基準値相当の需要実績 (小売電気事業者A)	400	400	400	400	400	400
基準値相当の需要実績 (小売電気事業者B)	200	200	200	200	200	200
基準値相当の需要実績 (小売電気事業者C)	400	300	400	400	400	400
合計	1000	900	1000	1000	1000	1000

直前計測型基準値内訳
実績のうち最初に記載さ
れた小売電気事業者の
基準値を差引により算出。

対象時刻	12:30
修正後基準値 (小売電気事業者A)	$400 \times 1000 \div 900 = 444.44$ ⇒ (小数第1位四捨五入) 444
修正後基準値 (小売電気事業者B)	$200 \times 1000 \div 900 = 222.22$ ⇒ (小数第1位四捨五入) 222
修正後基準値 (小売電気事業者C)	$300 \times 1000 \div 900 = 333.33$ ⇒ (小数第1位四捨五入) 333
合計	$444 + 222 + 333 = 999 \neq 1000$

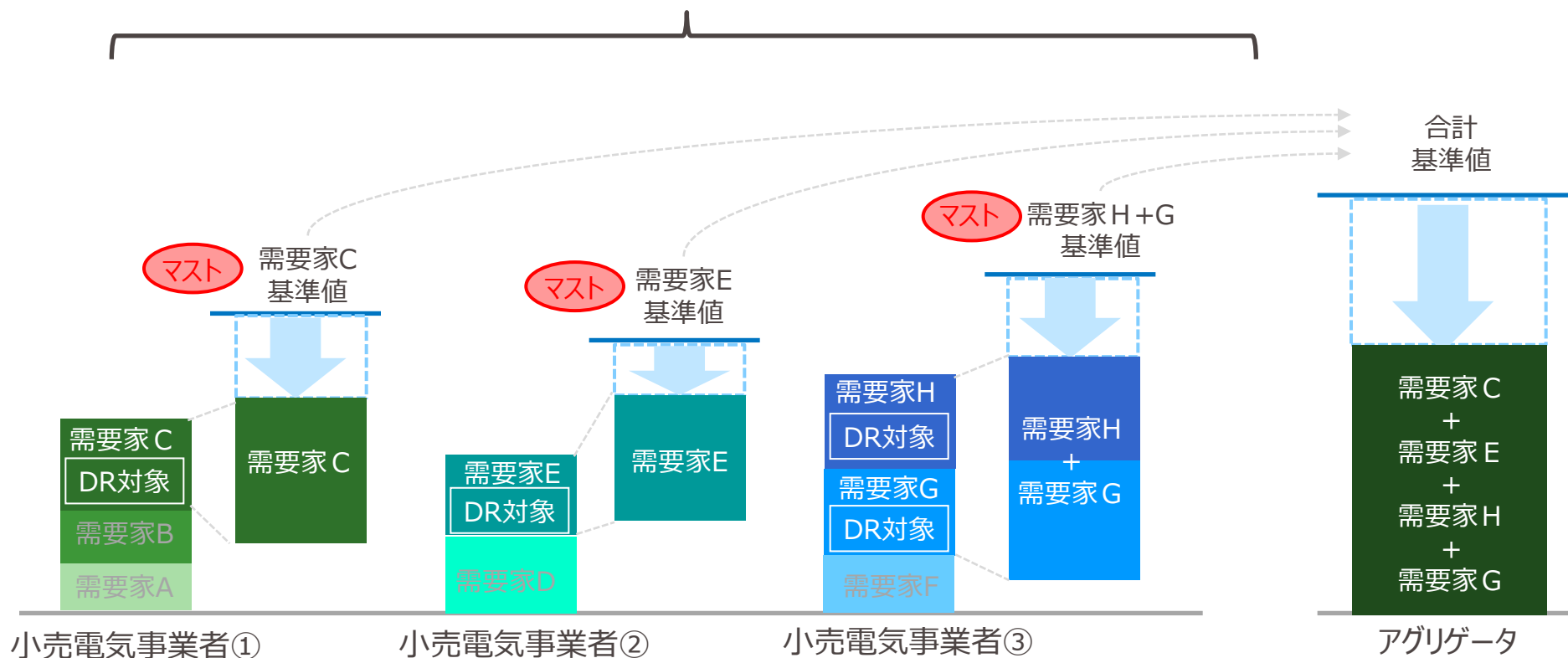
対象時刻	12:30
基準値 (小売電気事業者A)	$1000 - 222 - 333 = 445$
基準値 (小売電気事業者B)	222
基準値 (小売電気事業者C)	333
合計	1000

修正後基準値の合計が、属地周期基準値電力（直前計測型）（＝合計基準値電力）を2で除した値と一致しない



- 需要バランシンググループのインバランス算定上、小売電気事業者ごとの基準値が必要となるため、需要家リスト・パターンおよびネガポジリスト・パターン（需要リソースまたはネガポジ型リソースを用いる場合に限りま）における基準値の内訳として、小売電気事業者ごとの基準値を需給調整市場システムへ登録（受電電圧が高圧以上で機器点参入する場合は機器点ごと、受電電圧が低圧の受電点において発電量調整供給契約を締結している場合は所属小売電気事業者コードおよび所属発電BGコードごと）いただきます。

小売電気事業者ごとの基準値を提出



- 各リスト・パターンのXMLファイルは、1 パターンごとに作成していただきます。
- 下図のとおり、パターン①～⑤を登録する場合、パターン①～⑤の各リスト・パターンXMLをそれぞれ作成して、需給調整市場システムに登録いただきます。

【需要家リスト・パターン例】

需要家	パターン①	パターン②	パターン③	パターン④	パターン⑤
A	○	○	○	○	○
B	○	○	○		
C	○			○	
D	○		○		
E	○	○			○

【需要家リスト・
パターンのファイル例】1 約定
1 パターン1 約定
1 パターン1 約定
1 パターン1 約定
1 パターン1 約定
1 パターン

需要家	パターン①
A	○
B	○
C	○
D	○
E	○

需要家	パターン②
A	○
B	○
E	○

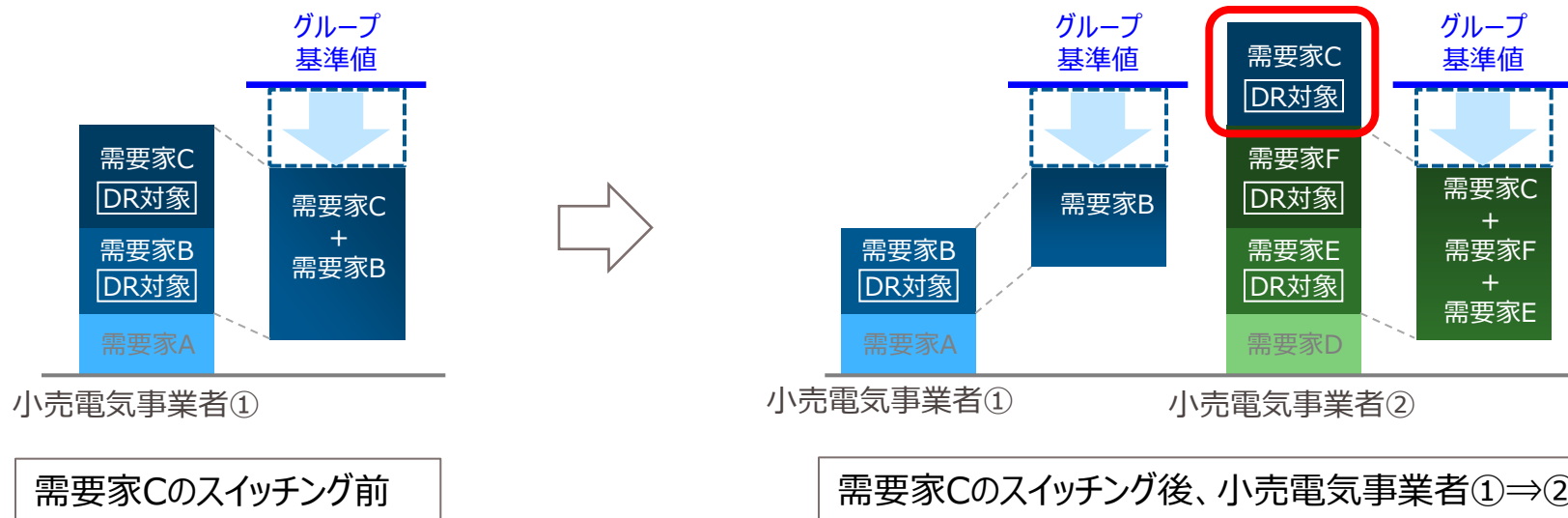
需要家	パターン③
A	○
B	○
D	○

需要家	パターン④
A	○
C	○

需要家	パターン⑤
A	○
E	○



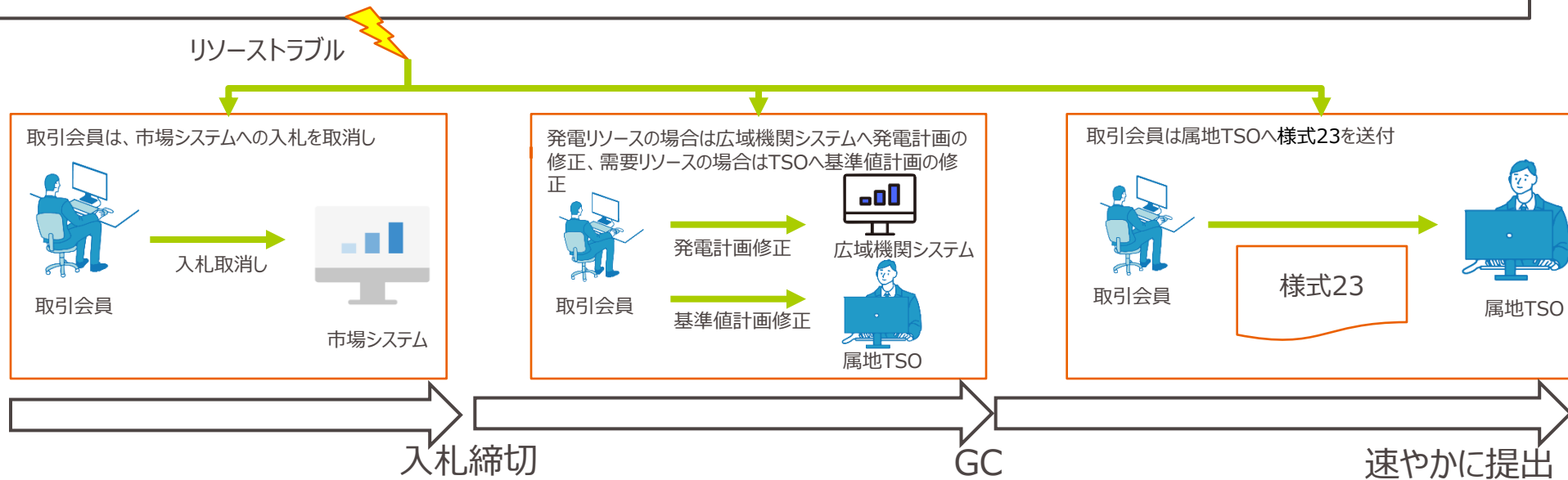
- インバランス算定は調整電力量を需要バランシンググループの需要実績に加算し、小売電気事業者と属地TSOの間でインバランス精算を行います。
- 需給調整市場に入札するリソースにおいて小売電気事業者の契約先が変更（スイッチング）され、かつ属地TSOへ変更があった旨の連絡が無い場合、インバランス算定結果に齟齬が生じますので、リソースのスイッチングを行う場合は、取引会員へ連絡をするよう、小売電気事業者へ周知していただく必要があります。
- また、リソースのスイッチングを行う連絡を受けた取引会員は、小売電気事業者を変更した新たな各リスト・パターンを需給調整市場システムへ登録し、属地TSOに変更承認を依頼していただきます。詳細は467スライド以降をご確認ください。
- 属地TSOは連絡を受けた後、各リスト・パターンの変更承認を行い、取引会員へ結果をご連絡いたします。



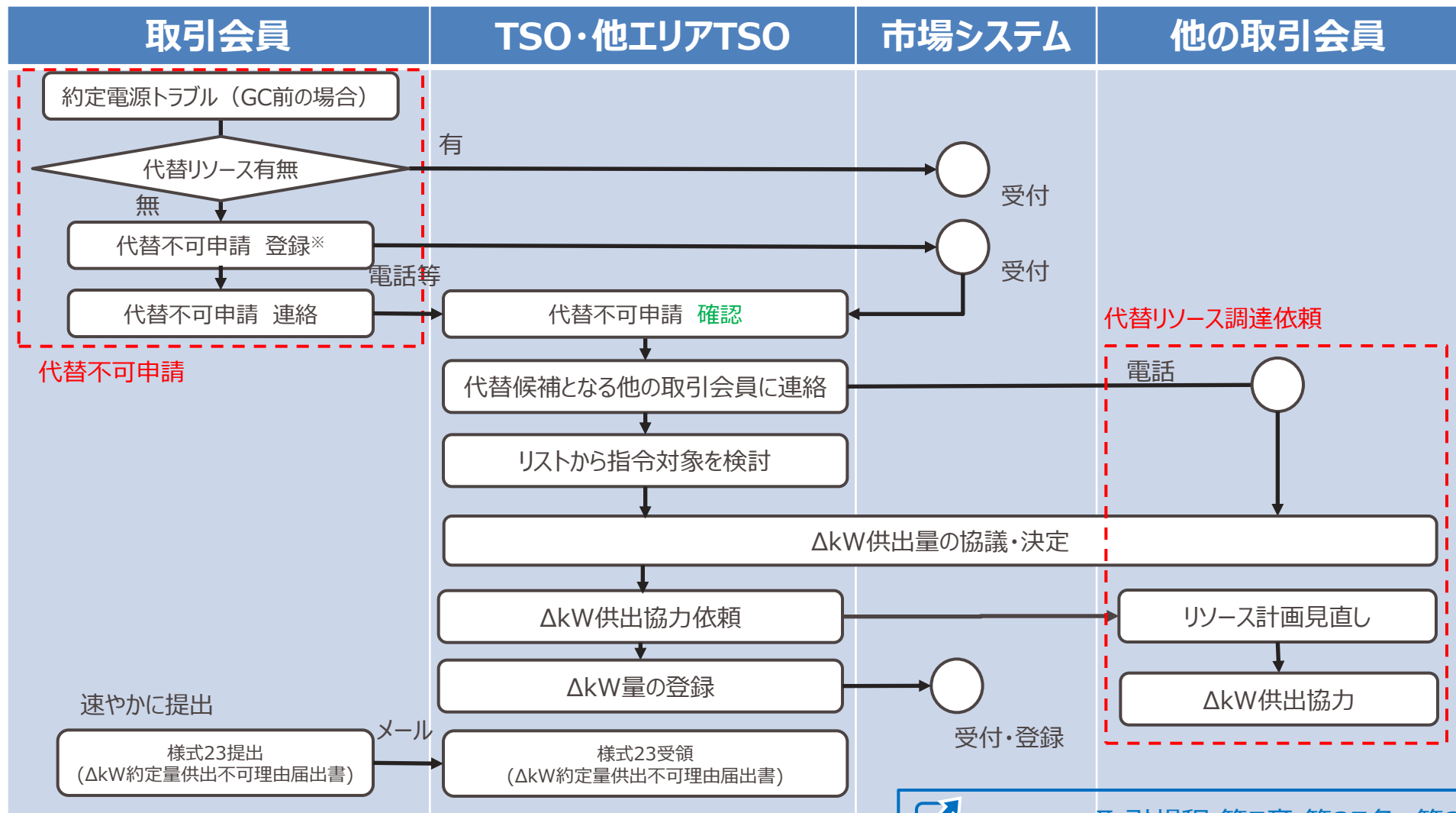
2 - 7. トラブル時の対応

- 約定前にリソースのトラブルが発生した場合は、確実な調整力調達のため、「需給調整市場システムにて入札の取消」をお願いします。
- ΔkW 約定量（複合商品の場合は、複合 ΔkW 約定量）を供出できない場合、または複合約定対象商品の ΔkW 約定量が供出できない場合は、直ちに需給調整市場システムに代替不可の内容の登録（以下、「代替不可申請」といいます。）し、その旨を属地TSOへ電話等を用いて連絡していただきます。代替不可申請の期限はトラブル対象のリソースの提供期間の開始時刻の1時間前（1コマ目のGC）とします。
- GCまでに、発電リソースの場合は変更後の発電計画を広域機関に提出、需要リソースの場合は変更後の基準値計画を需給調整市場システムに登録していただきます。
- 取引会員は別途定める様式23（ ΔkW 約定量供出不可理由届出書）にて ΔkW 約定量が供出が出来なくなった理由を速やかに属地TSOへメールにて提出いただきます。その際に使用する連絡先は運用申合書に決めさせていただきます。

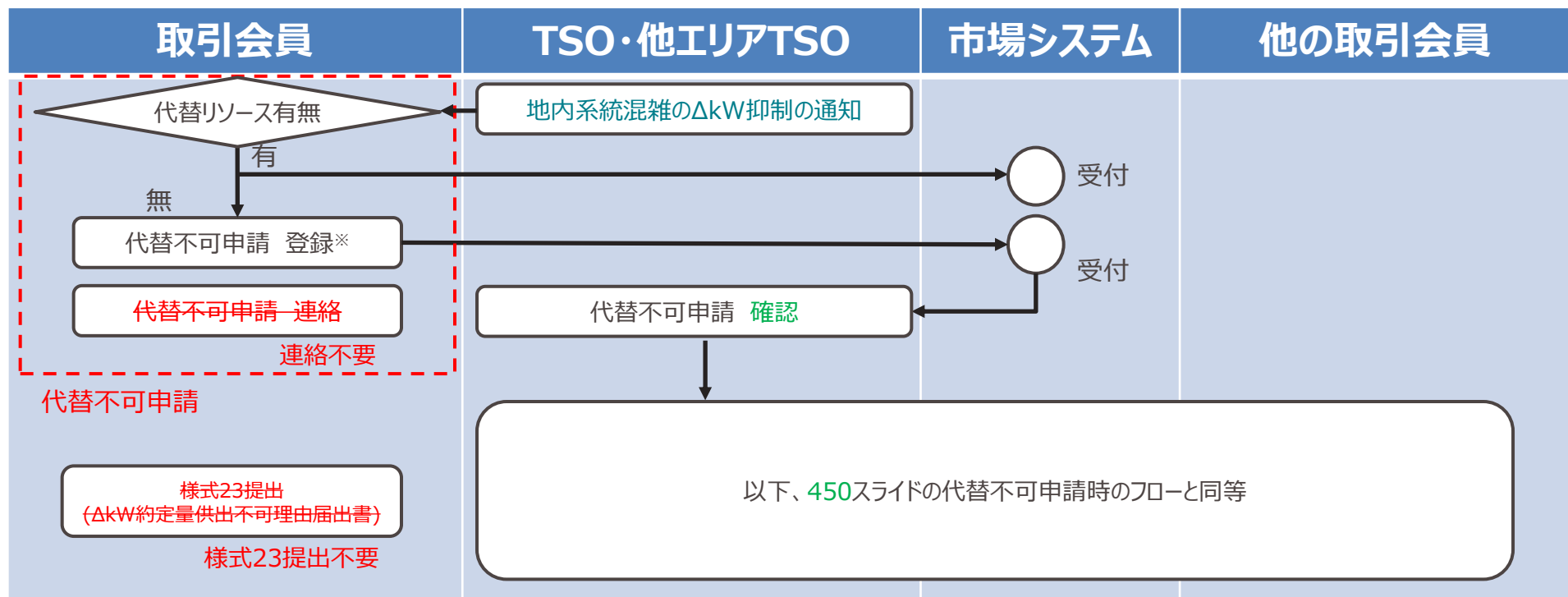
※地内系統混雑により ΔkW 約定量を供出できなくなる場合は451スライド参照



- 市場で約定したリソースについて故障等が発生し、取引会員がその代替となるリソースを確保できない場合、属地TSOが調整力を十分確保できない場合がございます。その際、属地TSOより調整力の供出協力の依頼をさせていただきますので、ご協力をお願いします。



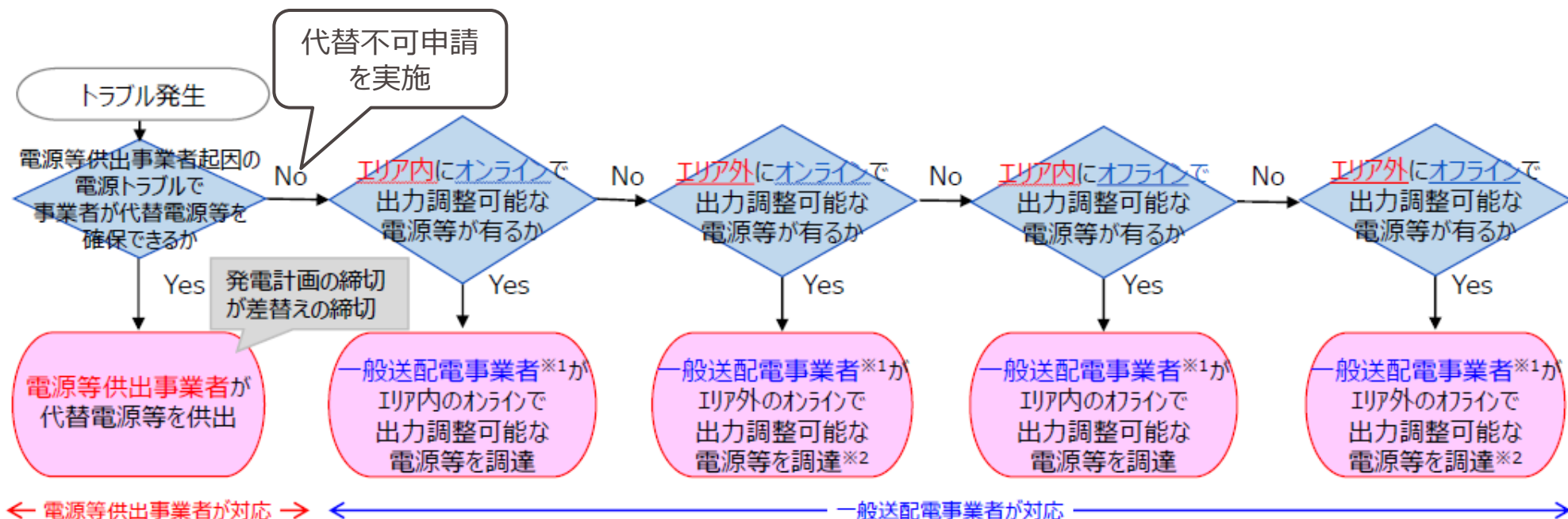
- 属地TSOは地内系統混雑が発生した場合、各リスト・パターンを除く Δ kW約定量の供出不可について実需給の前日17時以降に可能な限り早い時間帯に電話およびメールを併用し取引会員へ通知します。
- 当該約定に対して電源差替もしくは代替不可申請を求める。
- なお、地内系統混雑により代替不可申請となる場合はペナルティ I 倍率は1.0倍とし、アセスメント不適合時の処分および確認の対象外となります。
- また、地内系統混雑により代替不可申請する場合は、MMSへ登録後の、改めての連絡および様式23 (Δ kW約定量供出不可理由届出書) の提出は不要となります。



※ 代替不可申請量も登録



- 属地TSOより調整力の供出協力を依頼させていただき、順序等は以下のフローにもとづきます。



※1：電源等トラブル時は属地エリアの一般送配電事業者を、それ以外のトラブル時は調整力が不足するエリアの一般送配電事業者をそれぞれ指す

※2：エリア外電源等の調達においては、連系線容量を確認することが必要であるため、一般送配電事業者は広域機関と連携しながら調達を実施する

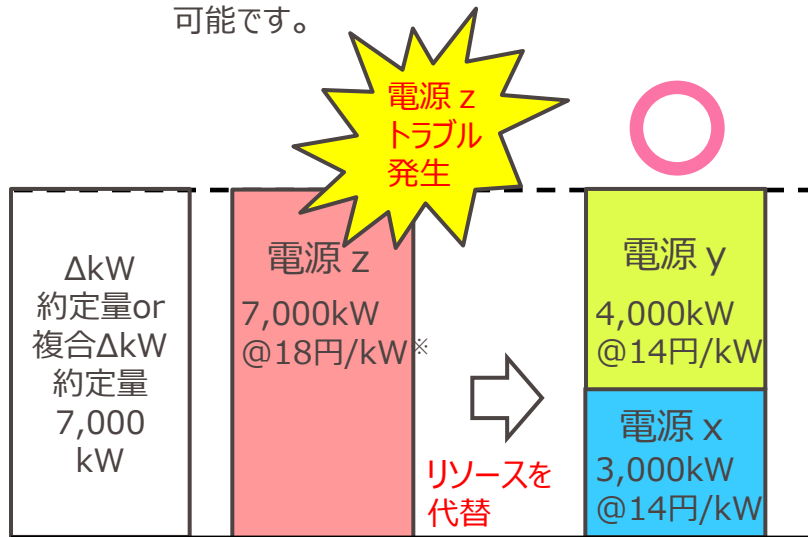


- 約定したリソースがトラブルで Δ kW約定量（複合商品の場合は、複合 Δ kW約定量）を供出できず、リソースを代替登録する場合

(1) 単独発電機

◎ 単独発電機 → 単独発電機への代替

代替後の単独発電機は、複数登録することが可能です。

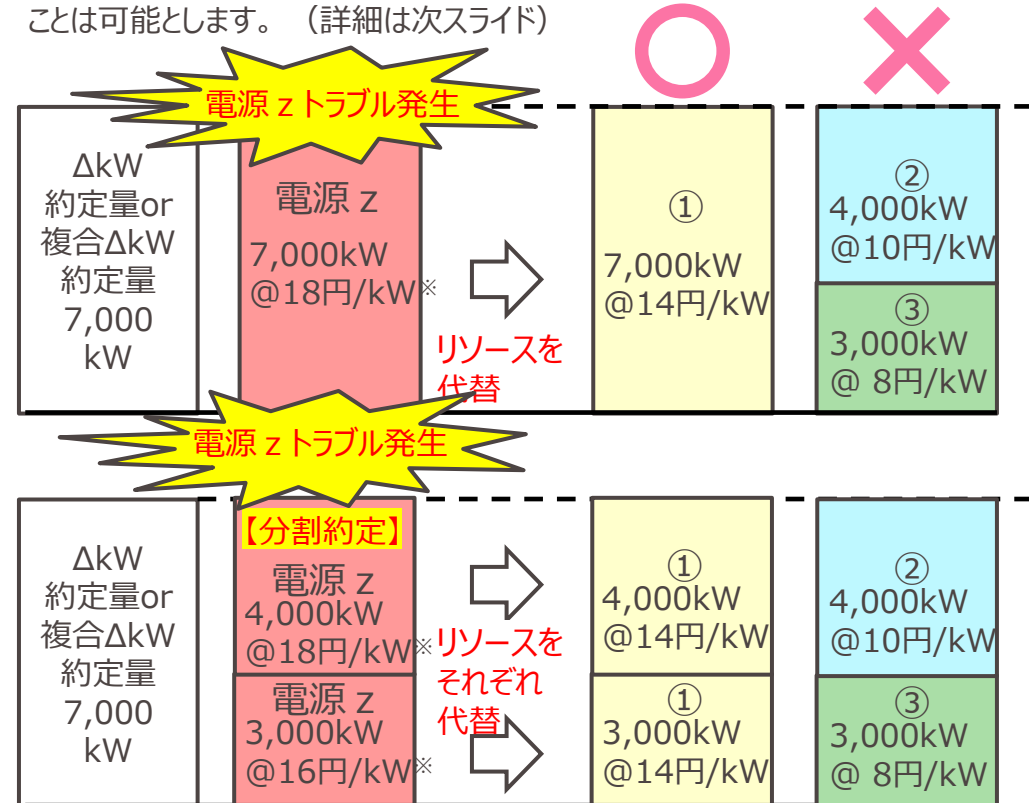


◎ 単独発電機 → 各リスト・パターンへの代替

各リスト・パターンによる代替が可能です。

各リスト・パターンは、同一の系統コードに属する複数の各リスト・パターンを登録することは出来ません。（入札時の考えと同様）

なお、異なる系統コードに属する各リスト・パターンを複数用いて、代替登録することは可能とします。（詳細は次スライド）



※ 差替え後の単独発電機または各リスト・パターンの Δ kW約定単価は、差替え後の単独発電機または各リスト・パターンに応じた Δ kW約定単価（関係規程類において望ましいとされる値）に変更する必要があります。

※ ただし、差替え後の単独発電機または各リスト・パターンの Δ kW約定単価が差替え前の Δ kW約定単価を上回る場合は、差替え前の Δ kW約定単価以下の値とする必要があります。

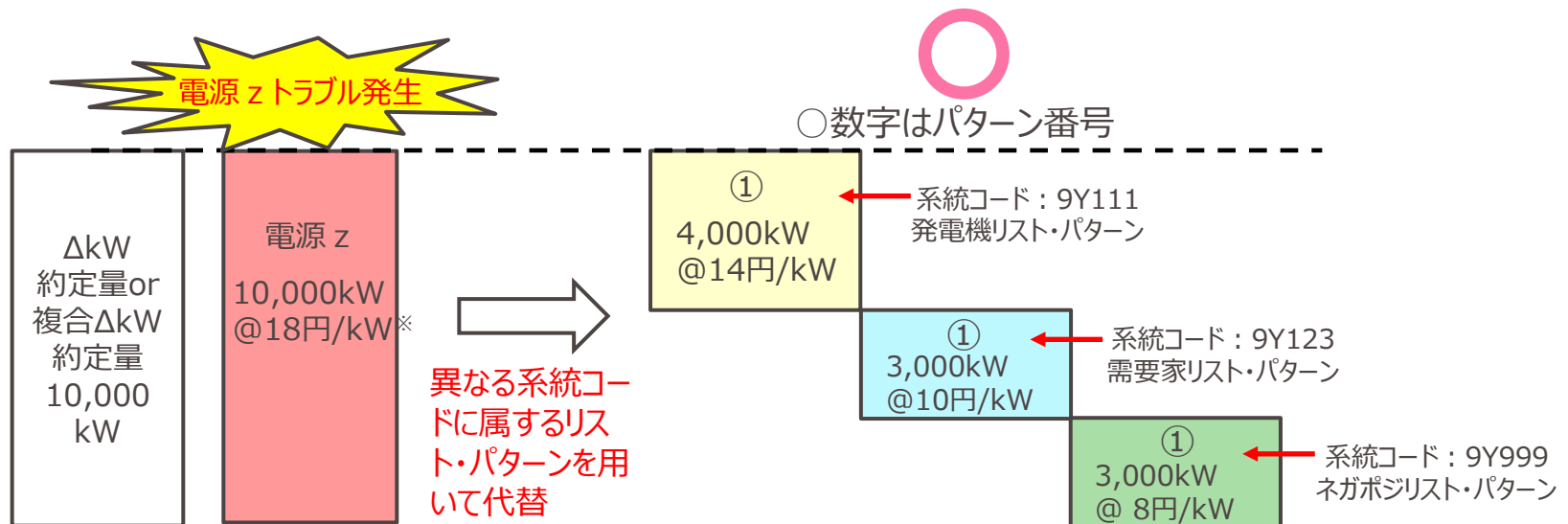
※ 取引規程（需給調整市場）第44条（返還情報の登録）第1項各号のいずれかまたは複数に該当する場合、持ち下げ単価分および起動費単価分を登録する必要があります。



- 約定したリソースがトラブルで ΔkW 約定量（複合商品の場合は、複合 ΔkW 約定量）を供出できず、リソースを代替登録する場合

(1) 単独発電機

◎ 単独発電機 → 各リスト・パターンへの代替



※ 差替え後の単独発電機または各リスト・パターンの ΔkW 約定単価は、差替え後の単独発電機または各リスト・パターンに応じた ΔkW 約定単価（関係規程類において望ましいとされる値）に変更する必要があります。

※ ただし、差替え後の単独発電機または各リスト・パターンの ΔkW 約定単価が差替え前の ΔkW 約定単価を上回る場合は、差替え前の ΔkW 約定単価以下の値とする必要があります。

※ 取引規程（需給調整市場）第44条（返還情報の登録）第1項各号のいずれかまたは複数に該当する場合、持ち下げ単価分および起動費単価分を登録する必要があります。

- 約定したリソースがトラブルで Δ kW約定量（複合商品の場合は、複合 Δ kW約定量）を供出できず、リソースを代替登録する場合

(2) 各リスト・パターン

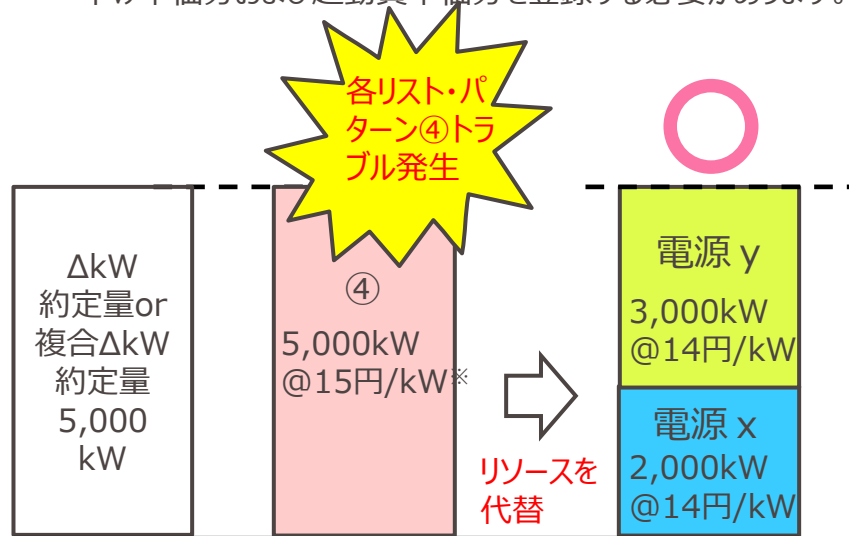
◎ 各リスト・パターン → 単独発電機への代替

代替後の単独発電機は、複数登録が可能です。

※ 差替え後の単独発電機または各リスト・パターンの Δ kW約定単価は、差替え後の単独発電機または各リスト・パターンに応じた Δ kW約定単価（関係規程類において望ましいとされる値）に変更する必要があります。

※ ただし、差替え後の単独発電機または各リスト・パターンの Δ kW約定単価が差替え前の Δ kW約定単価を上回る場合は、差替え前の Δ kW約定単価以下の値とする必要があります。

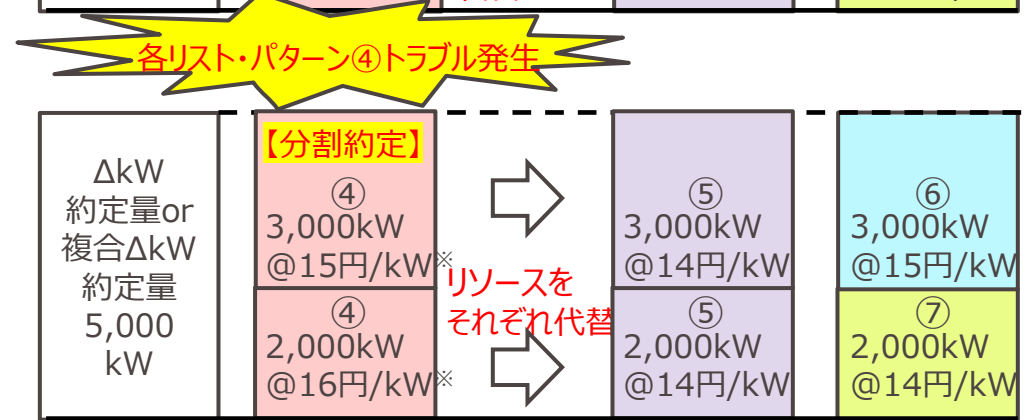
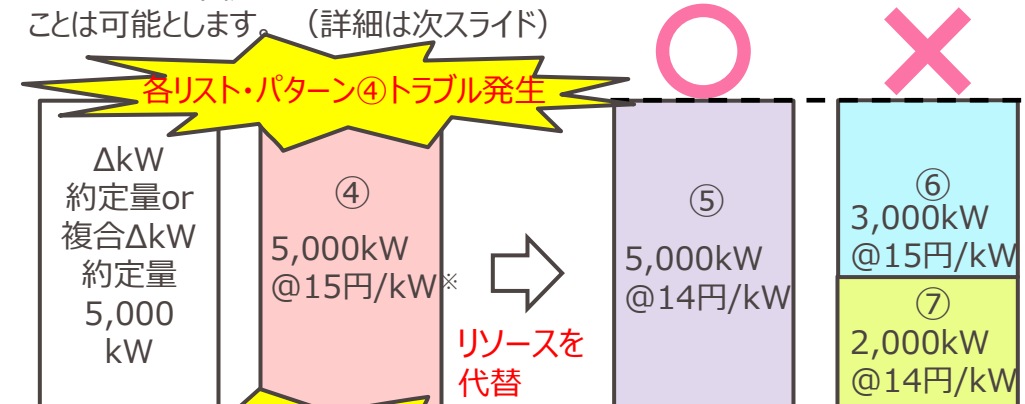
※ 取引規程（需給調整市場）第44条（返還情報の登録）第1項各号のいずれかまたは複数に該当する場合、持ち下げ単価分および起動費単価分を登録する必要があります。



◎ 各リスト・パターン → 各リスト・パターンへの代替

各リスト・パターンによる代替が可能です。各リスト・パターンは、同一の系統コードに属する複数の各リスト・パターンを登録することは出来ません。（入札時の考えと同様）

なお、異なる系統コードに属する各リスト・パターンを複数用いて、代替登録することは可能とします。（詳細は次スライド）



○数字はパターン番号

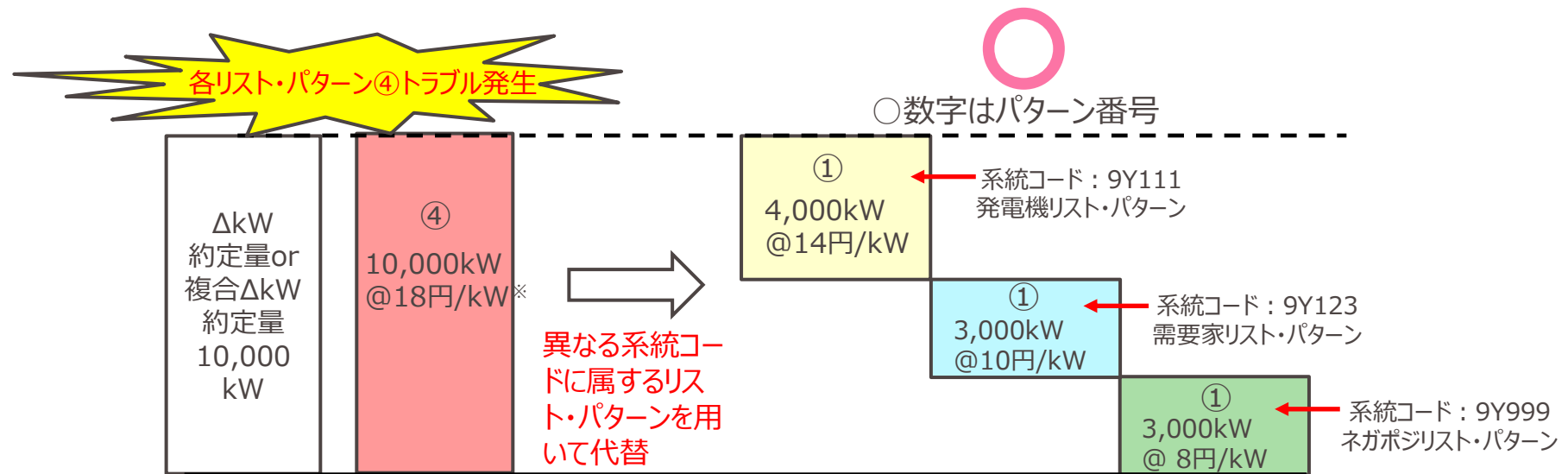


取引規程 第7章 第36条、第37条

- 約定したリソースがトラブルで ΔkW 約定量（複合商品の場合は、複合 ΔkW 約定量）を供出できず、リソースを代替登録する場合

(2) 各リスト・パターン

◎ 各リスト・パターン → 各リスト・パターンへの代替



※ 差替え後の単独発電機または各リスト・パターンの ΔkW 約定単価は、差替え後の単独発電機または各リスト・パターンに応じた ΔkW 約定単価（関係規程類において望ましいとされる値）に変更する必要があります。

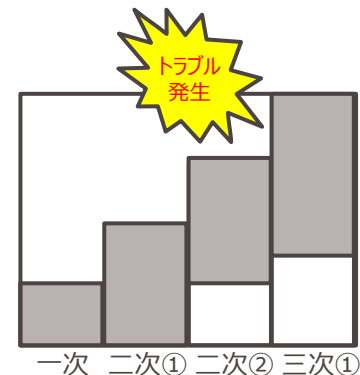
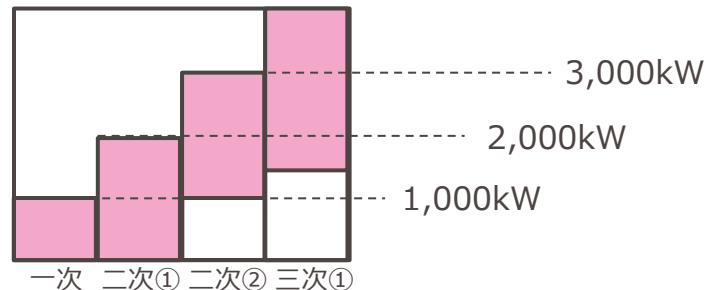
※ ただし、差替え後の単独発電機または各リスト・パターンの ΔkW 約定単価が差替え前の ΔkW 約定単価を上回る場合は、差替え前の ΔkW 約定単価以下の値とする必要があります。

※ 取引規程（需給調整市場）第44条（返還情報の登録）第1項各号のいずれかまたは複数に該当する場合、持ち下げ単価分および起動費単価分を登録する必要があります。

- 約定したリソースがトラブルで複合ΔkW約定量を供出できず、リソースを代替登録する場合
(3) 複合商品

◎ 複合商品における差替え例1 (単独発電機)

複合ΔkW
約定量
4,000kW
9Y000



<機能喪失量>

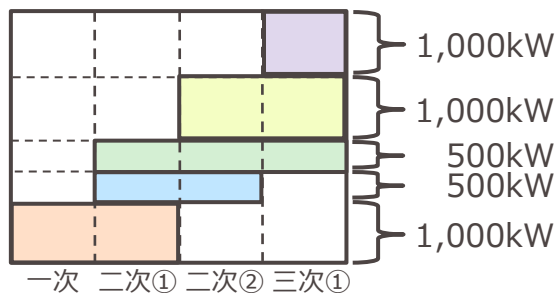
一次	二次①	二次②	三次①	複合
1,000	2,000	2,000	2,500	4,000

<差替え必要量>

一次	二次①	二次②	三次①	複合
0	0	0	1,000	1,000
一次	二次①	二次②	三次①	複合
0	0	1,000	1,000	1,000
一次	二次①	二次②	三次①	複合
0	500	500	500	500
一次	二次①	二次②	三次①	複合
0	500	500	0	500
一次	二次①	二次②	三次①	複合
1,000	1,000	0	0	1,000
一次	二次①	二次②	三次①	複合
1,000	2,000	2,000	2,500	4,000

<合計>

複合市場商品約定単位



- 複合市場商品約定単位で差替えを実施する必要があります。
- 事業者さまにて、機能喪失量から差替え必要量を計算いただきますようお願いいたします。



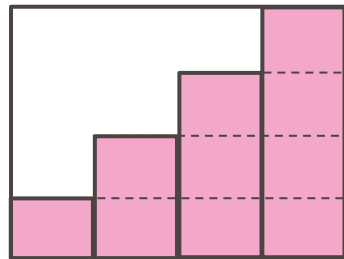
- 約定したリソースがトラブルで複合 Δ kW約定量を供出できず、リソースを代替登録する場合
(3) 複合商品

◎ 複合商品における差替え例3-1 (単独発電機)

一次調整力または二次調整力①を内数とする複合商品において、連系線を経由した調達が認められていないエリアの場合、一次調整力または二次調整力①は約定しなかった場合、約定できなかった一次調整力または二次調整力①を内数とする複合商品を用いて差替えを行うことはできません。

電源Xの複合入札量

<Aエリアの電源x>

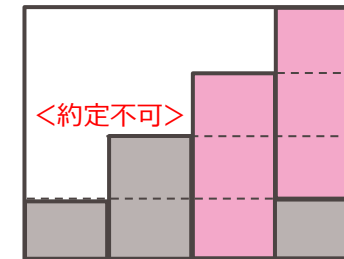
複合入札量
4,000kW

一次 二次① 二次② 三次①

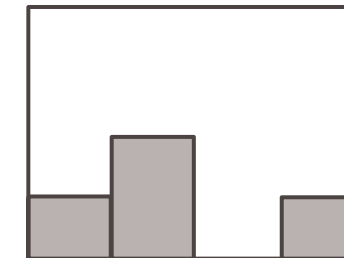
Bエリア

電源Xの約定量

<Aエリアの電源x>

複合 Δ kW
約定量
4,000kW

一次 二次① 二次② 三次①

連系線を跨いだ
約定無効 Δ kW約定量

一次 二次① 二次② 三次①

次スライドへ

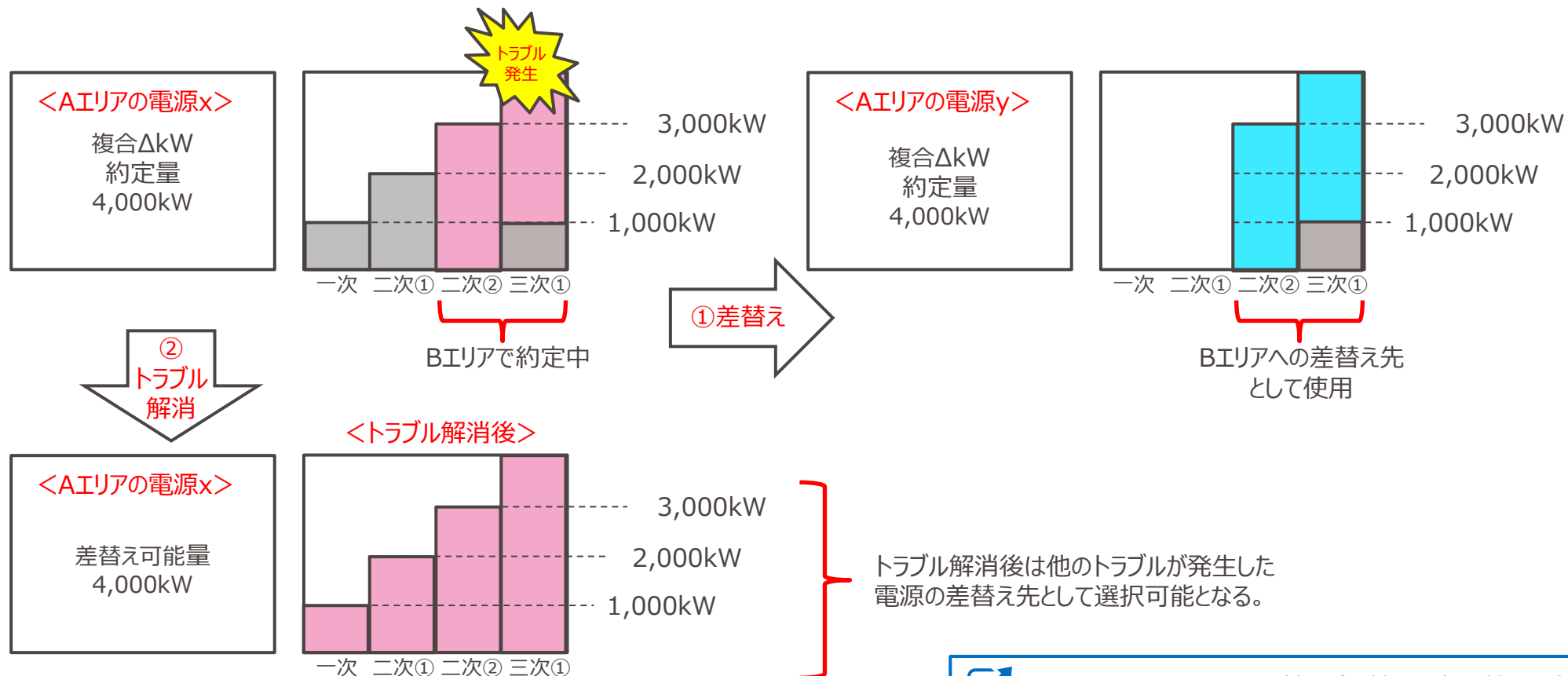


取引規程 第7章 第36条、第37条

- 約定したリソースがトラブルで複合 Δ kW約定量を供出できず、リソースを代替登録する場合
(3) 複合商品

◎ 複合商品における差替え例3-2 (単独発電機)

前スライドで、Bエリアに約定したAエリアの電源x (二次調整力②、三次調整力①) にトラブルが発生して、Aエリアの電源yに差替えた後、Aエリアの電源xのトラブルが解消された場合、Aエリアの電源x (一次調整力、二次調整力①、二次調整力②、三次調整力①) を他のトラブルが発生した電源の差替え先として選択することは可能です。



- 約定したリソースがトラブルで複合 Δ kW約定量を供出できず、リソースを代替登録する場合
(4) 複合市場商品のうち複数商品の機能を有するリソース

◎ 複合市場商品のうち複数商品の機能を有するリソースを用いた差替え例

供出可能量から Δ kW約定量を控除した差替可能量の範囲内であれば、差替え先として選択いただくことができます。

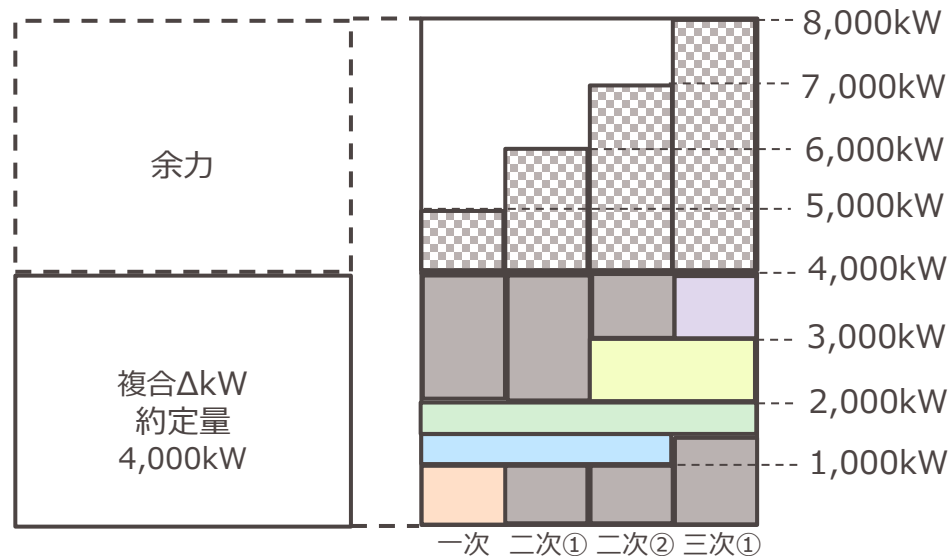
このとき、 Δ kW約定量（複合商品の場合、複合 Δ kW約定量）をそれぞれ独立して供出可能な状態に維持する必要があります。

なお、無効 Δ kW約定量は供出可能な状態に維持する必要はありません。

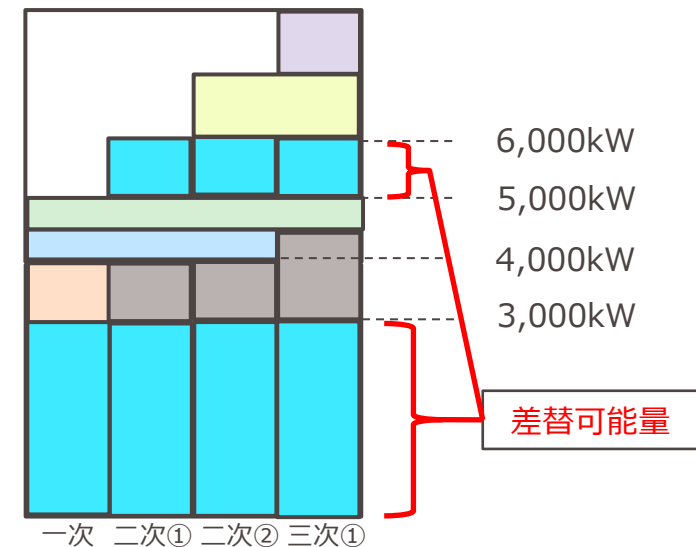
※ トラブル以外の事由で入札後の差替を行う場合も同様です。

	一次	二次①	二次②	三次①	複合
供出可能量	5,000	6,000	7,000	8,000	8,000
Δ kW約定量	2,000	1,000	2,000	2,500	4,000
無効 Δ kW約定量	2,000	3,000	2,000	1,500	—
未約定又は未入札	1,000	2,000	3,000	4,000	4,000

	一次	二次①	二次②	三次①	複合
差替可能量	3,000	4,000	4,000	4,000	4,000



差替可能量
計算



■ : 無効 Δ kW約定量
■ : 未約定又は未入札
■ : 差替可能量

三次② 三次① 二次② 二次① 一次 複合



- 約定したリソースがトラブルで複合 Δ kW約定量を供出できず、リソースを代替登録する場合
(4) 複合市場商品のうち複数商品の機能を有するリソース

◎ 複合市場商品のうち複数商品の機能を有するリソースを用いた差替え例

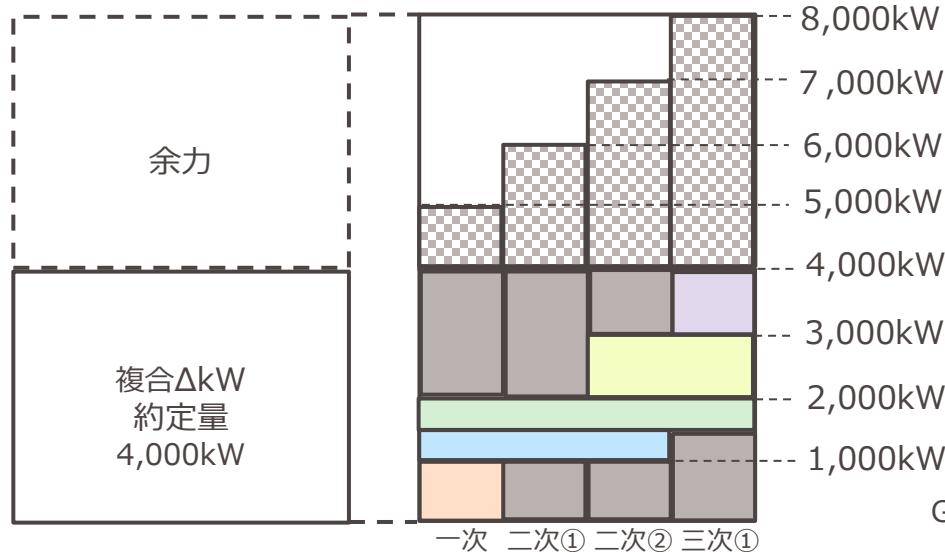
GF幅（定格出力外）を有するリソースについて、複合市場商品の約定結果における一次調整力の Δ kW約定量が最も大きい場合、GF幅（定格出力外）を一次調整力の供出に活用することが可能です。

GF幅（定格出力外）分を考慮した差替可能量の計算方法は下図のとおりです。

※ トラブル以外の事由で入札後の差替を行う場合も同様です。

	一次	二次①	二次②	三次①	複合
供出可能量	5,000	6,000	7,000	8,000	8,000
Δ kW約定量	2,000	1,000	2,000	2,500	4,000
無効 Δ kW約定量	2,000	3,000	2,000	1,500	—
未約定又は未入札	1,000	2,000	3,000	4,000	4,000

GF幅（定格出力外）：1,000

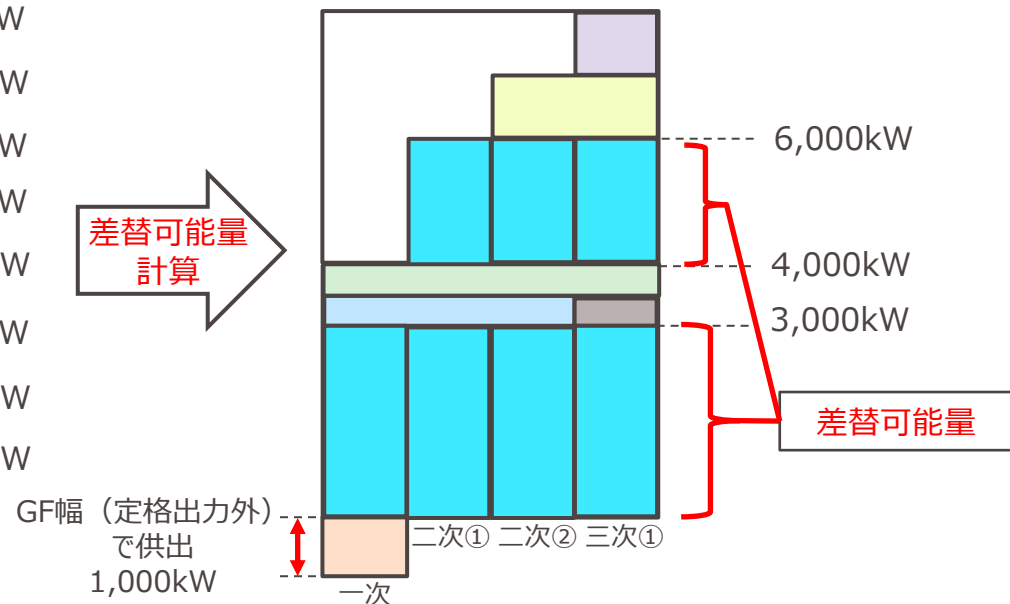


■ : 無効 Δ kW約定量
 ■ : 未約定又は未入札
 ■ : 差替可能量

	一次	二次①	二次②	三次①	複合
差替可能量	3,000	5,000	5,000	5,000	5,000

※ GF幅（定格出力外）で一次調整力を供出できる量

：「GF幅（定格出力外）」と「二次調整力①の Δ kW約定量、二次調整力②の Δ kW約定量、または三次調整力①の Δ kW約定量の最も大きいものと、一次調整力の Δ kW約定量の差の合計」のいずれか小さい方



- 約定したリソースがトラブルで複合 Δ kW約定量を供出できず、リソースを代替登録する場合
(5) 複合市場商品と三次調整力②の両方の機能を有する単独発電機

◎ 複合市場商品と三次調整力②の両方の機能を有する単独発電機を用いた差替え例

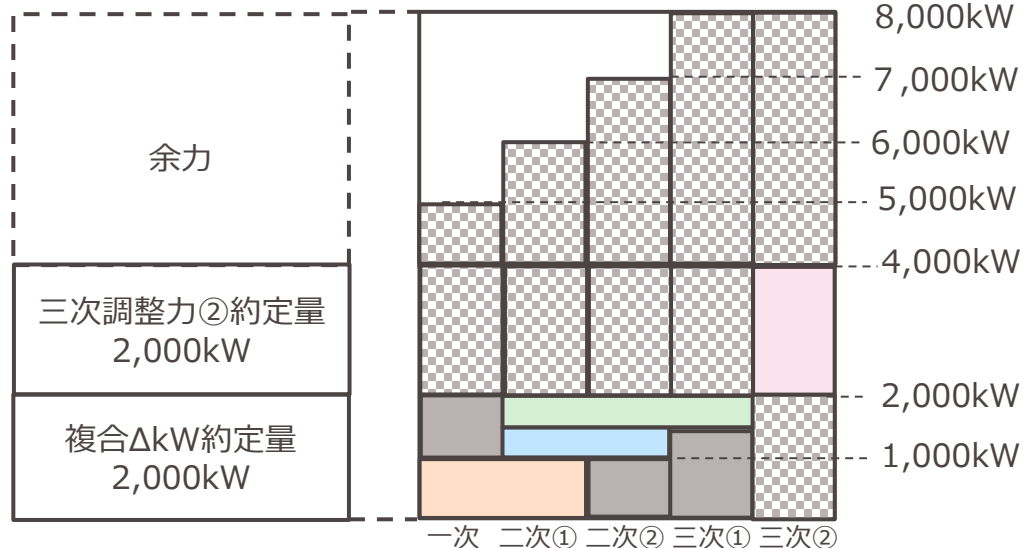
供出可能量から Δ kW約定量を控除した差替可能量の範囲内であれば、差替え先として選択いただくことができます。

このとき、 Δ kW約定量（複合商品の場合、複合 Δ kW約定量）をそれぞれ独立して供出可能な状態に維持する必要があります。

なお、無効 Δ kW約定量は供出可能な状態に維持する必要はありません。

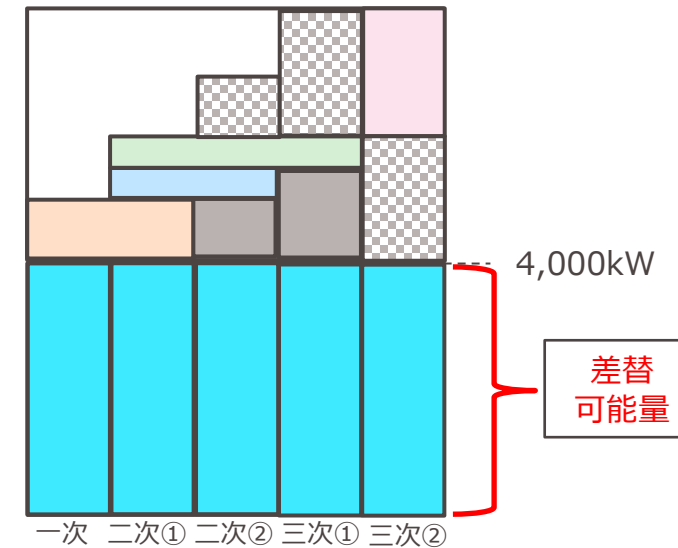
※ トラブル以外の事由で入札後の差替を行う場合も同様です。

	一次	二次①	二次②	三次①	複合	三次②
供出可能量	5,000	6,000	7,000	8,000	8,000	8,000
Δ kW約定量	1,000	2,000	1,000	500	2,000	2,000
無効 Δ kW約定量	1,000	0	1,000	1,500	—	—
未約定又は未入札	3,000	4,000	5,000	4,000	4,000	6,000



	一次	二次①	二次②	三次①	複合	三次②
差替可能量	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000

差替可能量
計算



■ : 無効 Δ kW約定量
■ : 未約定又は未入札
■ : 差替可能量

三次② 三次① 二次② 二次① 一次 複合



- 約定したリソースがトラブルで複合 Δ kW約定量を供出できず、リソースを代替登録する場合
(5) 複合市場商品と三次調整力②の両方の機能を有する単独発電機

◎ 複合市場商品と三次調整力②の両方の機能を有する単独発電機を用いた差替え例

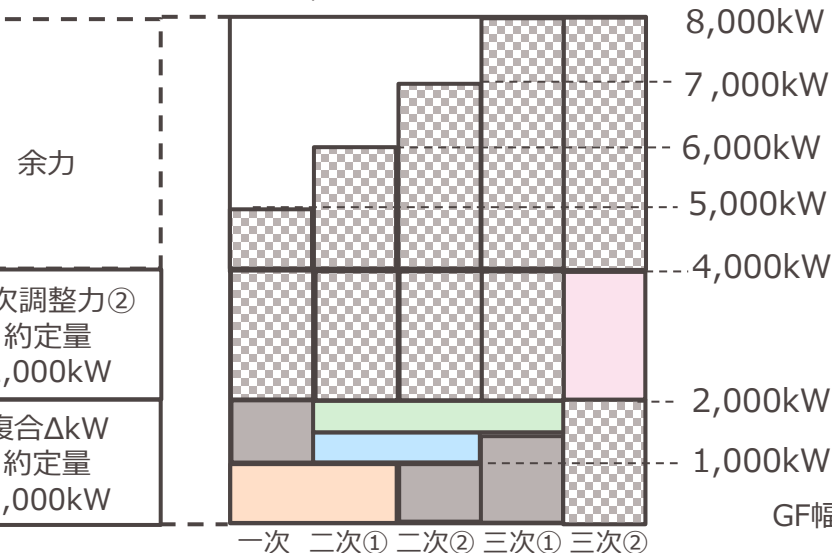
GF幅（定格出力外）を有するリソースについて、複合市場商品の約定結果における一次調整力の Δ kW約定量が最も大きい場合、GF幅（定格出力外）を一次調整力の供出に活用することが可能です。

GF幅（定格出力外）分を考慮した差替可能量の計算方法は下図のとおりです。

※ トラブル以外の事由で入札後の差替を行う場合も同様です。

	一次	二次①	二次②	三次①	複合	三次②
供出可能量	5,000	6,000	7,000	8,000	8,000	8,000
Δ kW約定量	1,000	2,000	1,000	500	2,000	2,000
無効 Δ kW約定量	1,000	0	1,000	1,500	—	—
未約定又は未入札	3,000	4,000	5,000	4,000	4,000	6,000

GF幅（定格出力外）：1,000



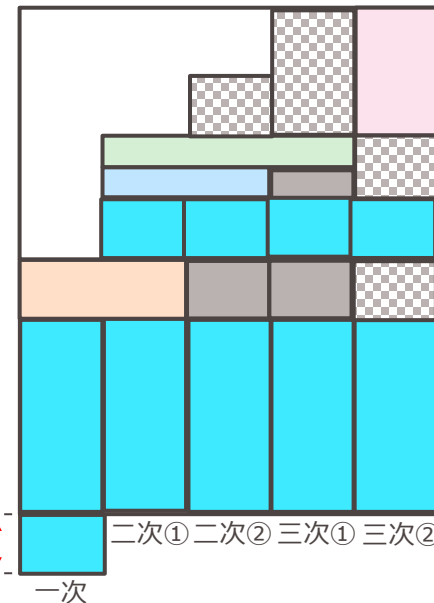
差替
可能量
計算

GF幅（定格出力外）
で供出
1,000kW

	一次	二次①	二次②	三次①	複合	三次②
差替可能量	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000

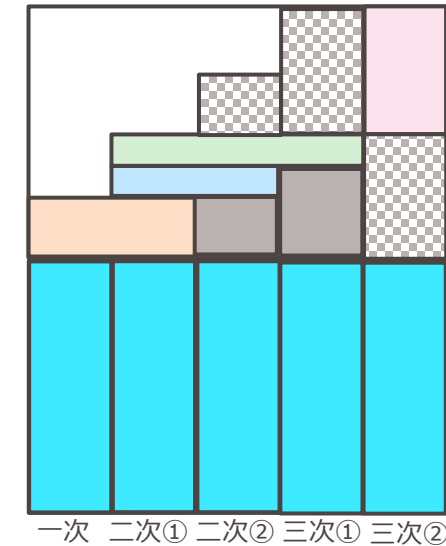
例 1

GF幅（定格出力外）を差替先
に使用する場合

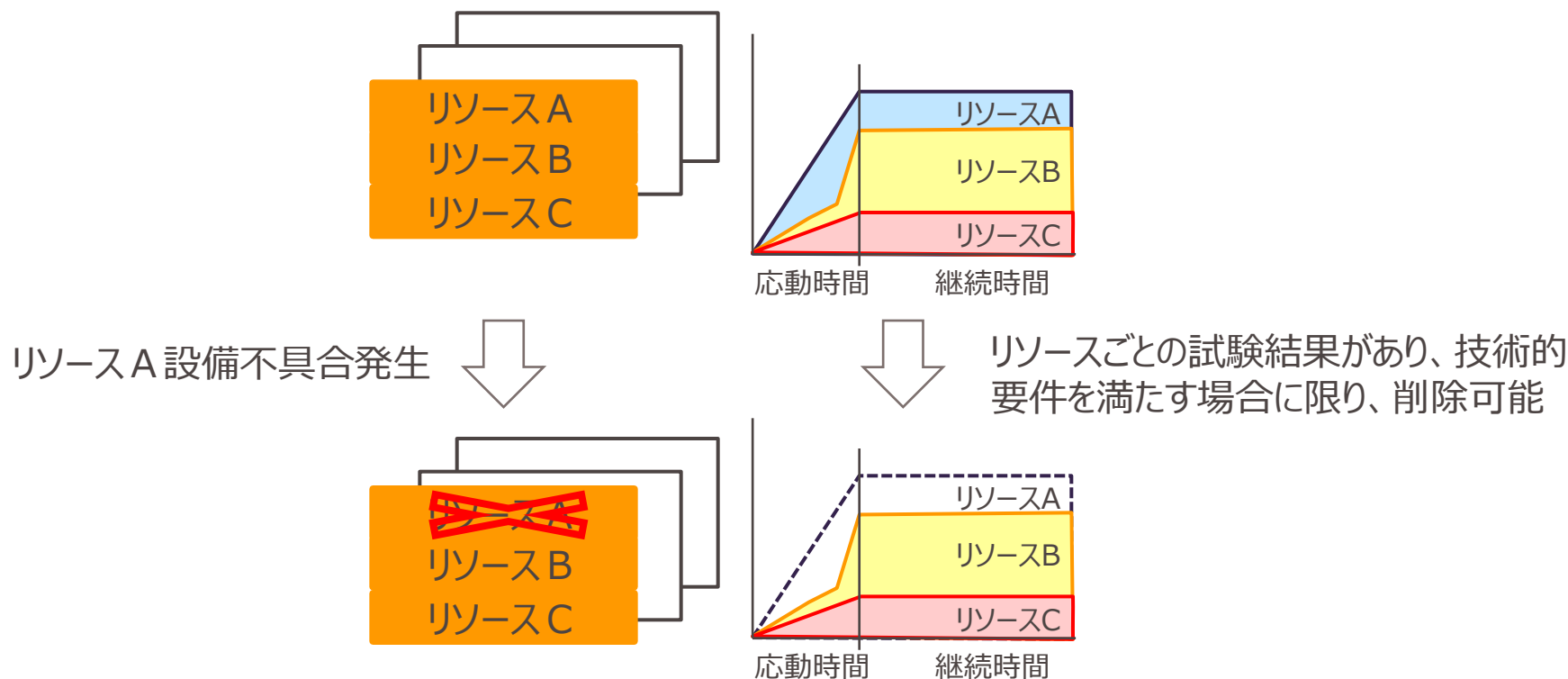


例 2

GF幅（定格出力外）を差替先
に使用しない場合



- リソースの設備不具合により制御が一定とならず、他のリソースで対応調整が困難な場合には、当該リソースを除外した新たな各リスト・パターンを需給調整市場システムへ登録し、属地TSOに変更承認を依頼していただくことにより、各リスト・パターンの内の一部リソースの削除を可能とする場合があります。
- リソース減の条件として、変更後の各リスト・パターンにおいても技術的要件（応動時間・継続時間・供出可能量）を満たしている場合に限りします。



- 取引規程 第43条3項に定めるとおり、故障・トラブル等により調整ができない場合は、託送供給等約款に定める調整電源として取り扱いません。
- 提供期間中に故障・トラブル等が発生したコマおよび復旧したコマについては、一部、調整力として運用していることを踏まえ以下のとおり取り扱いいたします。

【故障・トラブル発生コマ】 調整電源として取り扱わない

【故障・トラブル復旧コマ】 調整電源として扱う

- なお、提供期間前に故障・トラブルが判明している場合は、450スライドのとおり代替不可申請を実施いただき、その場合は復旧コマを含めて調整電源として取り扱いはいたしません。



2－8．マスタパターンおよび 各リスト・パターンの変更

【マスタパターンおよび各リスト・パターンの変更申請について】

- 性能確認による適合判定後に、マスタパターンもしくは各リスト・パターンのいずれかまたはその両方の変更を希望する場合は、属地TSOに申し出ていただき、審査を実施させていただきます。
- また、リソースのスイッチングやトラブル等を除き、マスタパターンもしくは各リスト・パターンのいずれかまたはその両方の変更は、原則として、変更申請から3ヶ月で審査完了となり、各リスト・パターンを用いて取引開始可能となります。
- なお、事前審査後に、リソースの性能データに変更が生じた場合は、性能データの再登録後、原則として性能確認を実施させていただきます。

【スイッチング、リソーストラブル等に伴う変更申請について】

- 取引会員は、以下のいずれかの条件に該当し、マスタパターンもしくは各リスト・パターンのいずれかまたはその両方の変更が必要となった場合は、属地TSOの判断により、運用上可能な範囲で早期の変更が可能となります。※
 - ✓ リソースがスイッチングする場合
 - ✓ リソースにトラブルが発生した場合
 - ✓ リソースの機器点特定番号が変更された場合
 - ✓ 受電点における属地TSOとの間で締結した接続供給契約または発電量調整供給契約を廃止する場合
- リソースの性能データに変更が生じた場合は、性能データの再登録後、原則として性能確認を実施しますが、リソースのスイッチングやトラブル等に伴う場合で、属地TSOが認める時は、実働試験による性能確認を省略することができます。
- なお、リソースのスイッチングやトラブル等により、適合判定後に変更が発生しているため、審査が完了するまでの間、入札ができません。

※ 変更後の各リスト・パターンについては、対象のリソースを除いても商品要件に適合していることを確認させていただきます。



- マスタパターンもしくは各リスト・パターンのいずれかまたはその両方の変更が必要となった場合は、前回の変更申込みより3ヶ月を経過後、次回の変更申込みが可能となります。
- 初回登録後最初の変更申込みは、初回登録から3ヶ月を経過した場合に変更申込みが可能となります。
- なお、第19条（各リスト・パターン等の登録）第6項に定めるマスタパターンもしくは各リスト・パターンのいずれかまたはその両方の変更が必要となった場合、発生時点で属地TSOにご相談ください。

【マスタパターンおよび各リスト・パターンの変更申込みスケジュール（イメージ）】



● : 変更申込み

変更申込日から3ヶ月※で審査完了となり取引開始可能となります。

※同一の属地TSOにおいて、多数の変更申込みが重複した場合には、3ヶ月を超過する場合があります。3ヶ月を超過する場合には、事前に属地TSOからご連絡します。

【派生パターンへの変更申請について】

- 取引会員は、以下の条件に該当し、基準パターンを基準に供出可能量 $\pm 10\%$ 以内の範囲でリソースの変更を希望する場合、派生パターンへの変更を申込みすることが可能です。※
 - ✓ 派生パターンへの変更を希望する各リスト・パターンが基準パターンであること
 - ✓ 基準パターンの供出可能量の $\pm 10\%$ 以内の変更であること
 - ✓ 既にマスタパターンに登録されているリソースを用いること
- なお、派生パターンへの変更を希望する場合は、変更を希望する内容をMMSに登録のうえ、入札希望日の10営業日前までに属地TSOにお申込みいただきます。

【派生パターンの約定後の扱いについて】

- 派生パターンとして約定した各リスト・パターンは、約定した商品ブロックの属する月において、アセスメントⅠ 不適合に係るペナルティ料金Ⅰ またはアセスメントⅡ 不適合に係るペナルティ料金Ⅱ が発生しなかった場合は、提供期間が属する月の翌々月に属地TSOから取引会員に対して精算額通知書を通じた以降、基準パターンとして扱うこととなります。
- ただし、上記により基準パターンとなったパターン番号において、アセスメントⅠ 不適合に係るペナルティ料金Ⅰ またはアセスメントⅡ 不適合に係るペナルティ料金Ⅱ が発生した場合は、提供期間が属する月の翌々月に属地TSOから取引会員に対して精算額通知書を通じた以降、派生パターンとして扱うこととなりますので、ご注意ください。

※ パターン番号の供出可能量に変更がない群リソース内のリソースの変更申込みの場合は、スイッチング、リソーストラブル等と同様に扱います。

事前審査：供出可能量【1,000KW】

派生パターンとして入札：供出可能量【1,100KW】

基準パターンとして入札：供出可能量【1,100KW】

—	リソース 1 (高压受電点)
群 A	リソース 2 (低压受電点)
	リソース 3 (低压受電点)
群 B	リソース 4 (低压機器点)
	リソース 5 (低压機器点)

派生パターン
に変更



—	リソース 1 (高压受電点)
群 A	リソース 2 (低压受電点)
	リソース 3 (低压受電点)
群 B	リソース 4 (低压機器点)
	リソース 5 (低压機器点)
	リソース 6 (低压機器点)
	リソース 7 (低压機器点)

約定後、アセ
スメント適合



100KW

—	リソース 1 (高压受電点)
群 A	リソース 2 (低压受電点)
	リソース 3 (低压受電点)
群 B	リソース 4 (低压機器点)
	リソース 5 (低压機器点)
	リソース 6 (低压機器点)
	リソース 7 (低压機器点)



	A) マスタパターン※1	B) 基準パターン	C) 派生パターン
概要	基準パターン、派生パターンの元となる、全てのリソース情報をアグリゲートした各リスト・パターン。 各VPP電源に対して一つのみ存在する。	派生パターンの基準となる各リスト・パターン。	基準パターンを基準に、供出可能量±10%以内の範囲でリソースを変更したリスト・パターン
特記事項	特定のパターン番号を使用し、売り入札不可のパターン番号として運用。※2	-	性能確認省略を「ON」にし変更申請すること。

※1 各リスト・パターンを用いて取引する場合、マスタパターンは必ず作成する必要があります。

※2 パターン番号500番を使用し、供出可能量を0に設定することで、売り入札不可のマスタパターンとして運用していただく必要があります。



- 特定の各リスト・パターンを基準パターンとして指定する場合、当該リスト・パターンが至近に約定した月のアセスメント結果が、全て適合となっている必要があります。（“至近に約定した月”の考え方はスライド「（補足スライド）基準パターン指定におけるアセスメント結果の参照期間」を参照。なお、至近に約定した月以外のアセスメント結果は、基準パターンへの指定可否に影響しません。）
- また、上記に関わらず、派生パターン以外の申請に対する性能確認（第21条第1項(1)に定める性能確認）が実施済の各リスト・パターンであれば、アセスメントの結果に関わらず、基準パターンに指定することが可能です。

性能確認の実績	至近の アセスメント 結果	基準パターン 指定可否	説明
派生パターン以外の 申請として 性能確認を実施済 ※第21条第1項(1)に定め る 性能確認を実施済	適合	○	・基準パターン指定可
	不適合	○	
	未実施	○	
派生パターンとして 性能確認を実施済 ※第21条第1項(2)に定め る 性能確認を実施済	適合	○	・基準パターン指定可 （至近に約定した月より前にアセスメント不適合があっても可）
	不適合	×	・基準パターン指定不可 （至近に約定した月より前にアセスメント適合があっても不可）
	未実施	×	・基準パターン指定不可



(参考) 派生パターンの約定後の扱いについて

472

- 派生パターンとして約定した各リスト・パターンを基準パターンとして扱うこととなるイメージは以下の通りです。

派生パターンとして承認
(1月1日)

12月時点
での基準パ
ターン適合
判定



①		1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
アセス 結果	適合	未入札	未入札	未入札	未入札	未入札	未入札	未入札	未入札	未入札	未入札	未入札	未入札
	不適合	未入札	未入札	未入札	未入札	未入札	未入札	未入札	未入札	未入札	未入札	未入札	未入札

不適合

②		1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
アセス 結果	適合	未入札	有	未入札	未入札	未入札	未入札	未入札	未入札	未入札	未入札	未入札	未入札
	不適合	未入札	無	未入札	未入札	未入札	未入札	未入札	未入札	未入札	未入札	未入札	未入札

適合

③		1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
アセス 結果	適合	未入札	有	未入札	未入札	無	未入札	未入札	未入札	未入札	未入札	未入札	未入札
	不適合	未入札	無	未入札	未入札	有	未入札	未入札	未入札	未入札	未入札	未入札	未入札

不適合

④		1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
アセス 結果	適合	未入札	有	未入札	未入札	無	未入札	有	未入札	未入札	未入札	未入札	未入札
	不適合	未入札	無	未入札	未入札	有	未入札	無	未入札	未入札	未入札	未入札	未入札

適合

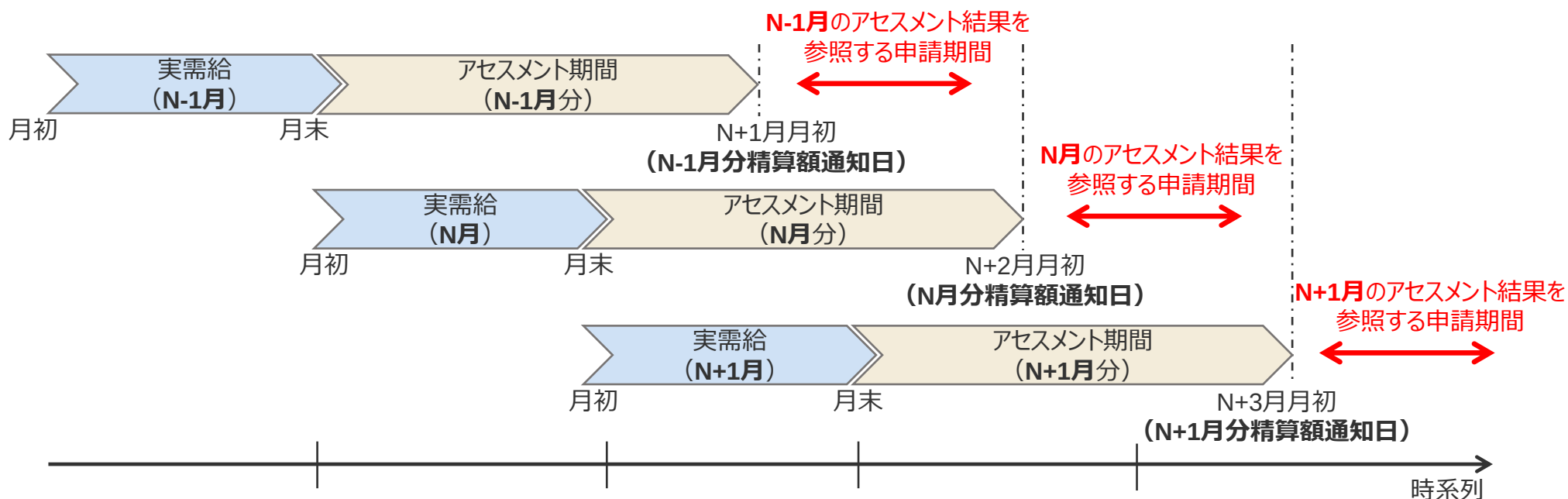
⑤		1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
アセス 結果	適合	未入札	有	未入札	未入札	未入札	未入札	未入札	未入札	未入札	未入札	未入札	未入札
	不適合	未入札	有	未入札	未入札	未入札	未入札	未入札	未入札	未入札	未入札	未入札	未入札

不適合

- 前スライド記載の“至近に約定した月”とは、精算額が既に通知された月分のうち、最新の月を指します。
- 例えば、N月分精算額の通知後はN月のアセスメント結果を参照しますが、N+1月分精算額の通知がされたら、以降はN+1月のアセスメント結果により、基準パターンの指定可否を判断します。
- アセスメント実施・未実施の区別も、通知の有無をもって判断します。

例 1) 現在は3月で、精算額は1月分まで通知済 ⇒前スライド記載の“至近に約定した月”は1月

例 2) 現在は8月で、精算額は2月分まで通知済 ⇒前スライド記載の“至近に約定した月”は2月 (3月以降アセスメントなし)

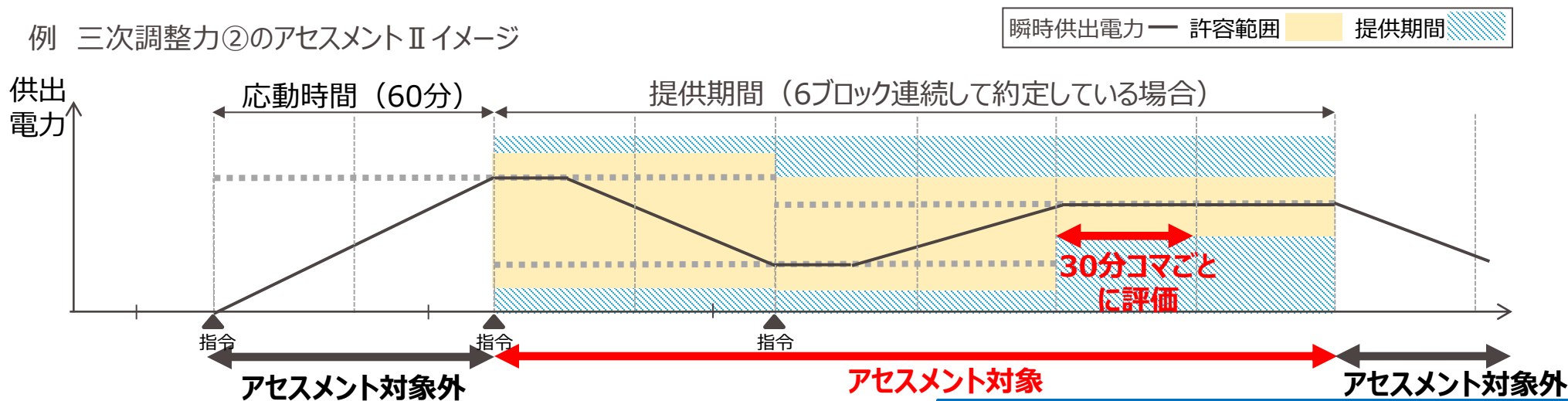


2－9．アセスメント（共通）

- 属地TSOは、取引会員が提供期間において、 ΔkW 約定量の供出が可能な状態を維持していること、および ΔkW 約定量の範囲内で指令に従い調整していることを30分ごとに確認します。
- アセスメントは、 ΔkW の供出可否を確認する「アセスメントⅠ」と属地エリアにおけるTSOの指令に従って調整を実施したか応動実績を確認する「アセスメントⅡ」に分けて実施します。

アセスメント項目	リソースの要件	アセスメントのイメージ	不適合事象例
アセスメントⅠ (ΔkW 供出可否の確認)	ΔkW 約定量の供出が可能な状態を維持していること	提供期間におけるリソースの供出可能量が ΔkW 約定量を下回っていないことを確認	ΔkW 約定量に対して、空き容量不足の発電計画提出
アセスメントⅡ (指令応動実績の確認)	実需給時点において属地TSOの指令に従い実際に調整すること	提供期間において、 ΔkW 約定量の範囲内で、指令に従い実際に調整していることを確認	許容範囲を逸脱した供出電力の供出

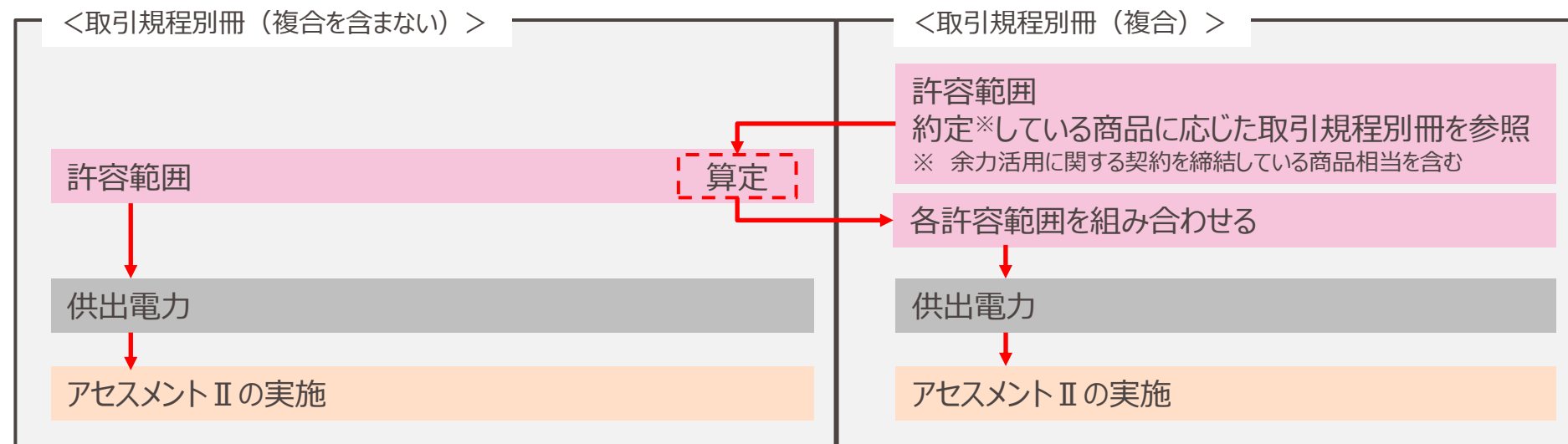
例 三次調整力②のアセスメントⅡイメージ



同一リソースが同一提供期間に複数の商品に約定している場合（余力活用に関する契約を締結している商品相当を含む）における第39条アセスメントⅡについての考え方は以下のとおりです。

三次②のみに約定（三次②に相当する機能のみで余力活用契約を締結している場合を含む） 三次①のみに約定（三次①に相当する機能のみで余力活用契約を締結している場合を含む） 二次②のみに約定（二次②に相当する機能のみで余力活用契約を締結している場合を含む） 二次①のみに約定（二次①に相当する機能のみで余力活用契約を締結している場合を含む） 一次のみに約定（一次に相当する機能のみで余力活用契約を締結している場合を含む）	約定している商品区分の 取引規程別冊のアセスメントⅡ
三次② + 三次①のみに約定	取引規程別冊（三次①）のアセスメントⅡ
三次② + 二次②のみに約定	取引規程別冊（二次②）のアセスメントⅡ
上記以外	取引規程別冊（複合約定）のアセスメントⅡ

アセスメントⅡにおける許容範囲の考え方は以下のとおり



- 同一リソースが同一提供期間に異なる商品区分に約定している場合、約定している商品の組み合わせに応じて、各商品の指令方法は以下のとおりとします。
- 以下表の「●」は約定している商品区分を示し、（）内は商品区分ごとの指令方法を定める第35条（調整の実施の原則）の取引規程別冊を示してます。

約定している商品の 組み合わせ番号	一次調整力および 複合約定対象商品の一次調整力	二次調整力①および 複合約定対象商品の二次調整力①	二次調整力②および 複合約定対象商品の二次調整力②	三次調整力①および 複合約定対象商品の三次調整力①	三次調整力②
1	●（一次調整力）	●（二次調整力①）			
2	●（一次調整力）		●（二次調整力②）		
3	●（一次調整力）			●（三次調整力①）	
4	●（一次調整力）				●（三次調整力②）
5		●注	●注		
6		●注		●注	
7		●注			●注
8			●（二次調整力②）	●（二次調整力②）	
9			●（二次調整力②）		●（二次調整力②）
10				●（三次調整力①）	●（三次調整力①）
11	●（一次調整力）	●注	●注		
12	●（一次調整力）	●注		●注	
13	●（一次調整力）	●注			●注
14	●（一次調整力）		●（二次調整力②）	●（二次調整力②）	
15	●（一次調整力）		●（二次調整力②）		●（二次調整力②）
16	●（一次調整力）			●（三次調整力①）	●（三次調整力①）
17		●注	●注	●注	
18		●注	●注		●注
19		●注		●注	●注
20			●（二次調整力②）	●（二次調整力②）	●（二次調整力②）
21	●（一次調整力）	●注	●注	●注	
22	●（一次調整力）	●注	●注		●注
23	●（一次調整力）	●注		●注	●注
24	●（一次調整力）		●（二次調整力②）	●（二次調整力②）	●（二次調整力②）
25		●注	●注	●注	●注
26	●（一次調整力）	●注	●注	●注	●注

注：属地TSOと協議した指令方法による。



別冊（三次調整力②） アセスメント

- アセスメント I については、 ΔkW の供出可能量が、 ΔkW 約定量を下回っていないかを確認します。
- 同一リソースが同一提供期間において複数約定している場合は、 ΔkW 約定単価が安い順にアセスメント I を実施いたします。なお、取引規程（需給調整市場）第44条（返還情報の登録）第2項各号のいずれかまたは複数に該当する場合を除き、複合市場商品の ΔkW 約定単価が上限価格を超えている場合にアセスメント I に用いる ΔkW 約定単価は、約定した複合市場商品の上限価格とします。ただし、複合商品に入札した場合、取引規程別冊（複合約定）第33条（約定の通知）第1項にもとづく約定結果の通知が単一商品の場合においても、複合商品における上限価格を適用します。
- 属地TSOが発電上限に出力制約等が反映されておらず不適当と認めた場合、発電上限電力を修正します。

○単独発電機におけるアセスメント I の算定式

- ・同一リソースが同一提供期間において複数約定していない場合

供出可能量 = 発電上限電力 - 発電計画電力

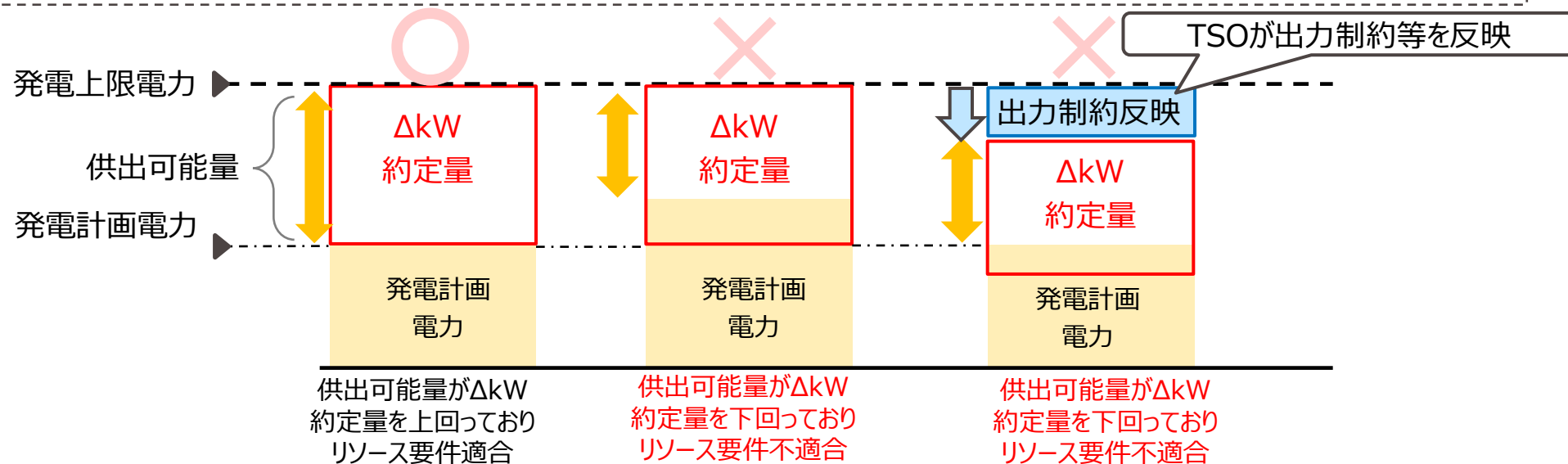
- ・同一リソースが同一提供期間において複数約定している場合

供出可能量 = 発電上限電力 - 発電計画電力 - 控除 ΔkW 約定量※1

※1 当該リソースにおいて評価対象約定分の ΔkW 約定単価より ΔkW 約定単価が安い約定分および評価対象の約定分と

ΔkW 約定単価が同一かつ既に評価を行った約定分の約定量合計

（同一リソースが他の商品区分に約定している場合、上式に他の商品区分の約定量も含めます）

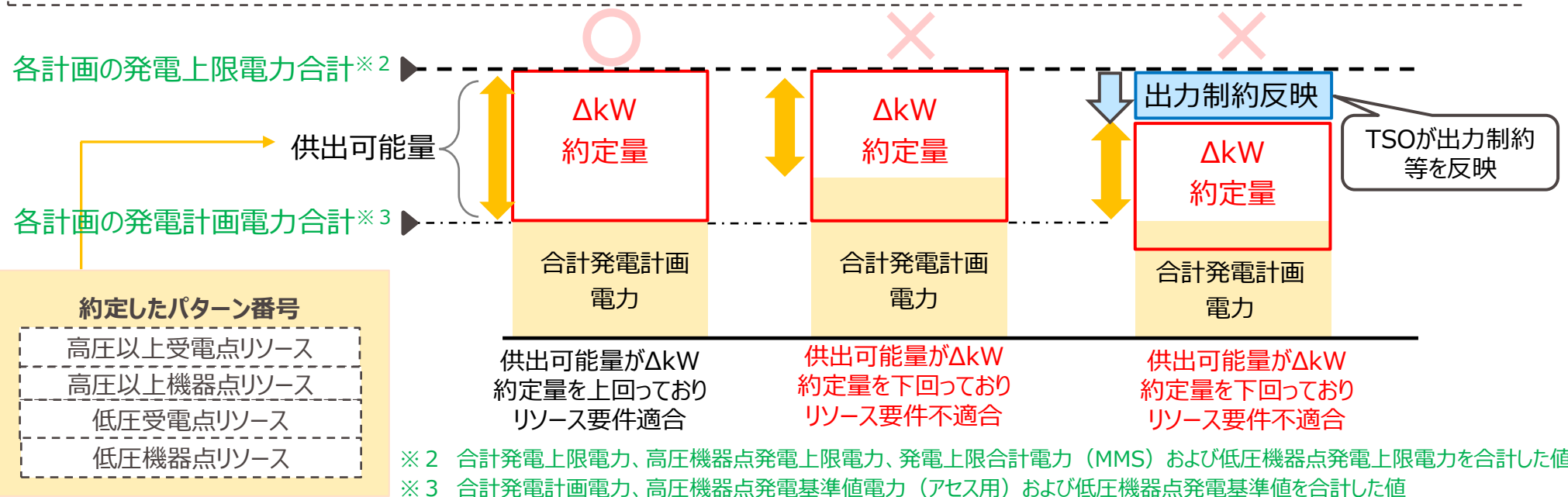


- アセスメント I については、 ΔkW の供出可能量が、 ΔkW 約定量を下回っていないかを確認します。
- 同一リソースが同一提供期間において複数約定している場合は、 ΔkW 約定単価が安い順にアセスメント I を実施いたします。なお、取引規程（需給調整市場）第44条（返還情報の登録）第2項各号のいずれかまたは複数に該当する場合を除き、複合市場商品の ΔkW 約定単価が上限価格を超えている場合にアセスメント I に用いる ΔkW 約定単価は、約定した複合市場商品の上限価格とします。ただし、複合商品に入札した場合、取引規程別冊（複合約定）第33条（約定の通知）第1項にもとづく約定結果の通知が単一商品の場合においても、複合商品における上限価格を適用します。
- 属地TSOが発電上限に出力制約等が反映されておらず不適当と認めた場合、合計発電上限電力を修正します。

アセスメント I における供出可能量は、同一リソースが同一提供期間において複数約定していない場合は、当該リスト・パターンに含まれるリソースにおいて算定された値を当該リスト・パターンごとに合計した値とします。

同一リソースが同一提供期間において複数約定している場合は、当該リスト・パターンに含まれるリソースにおいて算定された値を当該リスト・パターンごとに合計し、控除 ΔkW 約定量※1を差し引いた値とします。

※1 当該リソースにおいて評価対象約定分の ΔkW 約定単価より ΔkW 約定単価が安い約定分および評価対象の約定分と ΔkW 約定単価が同一かつ既に評価を行った約定分の約定量合計

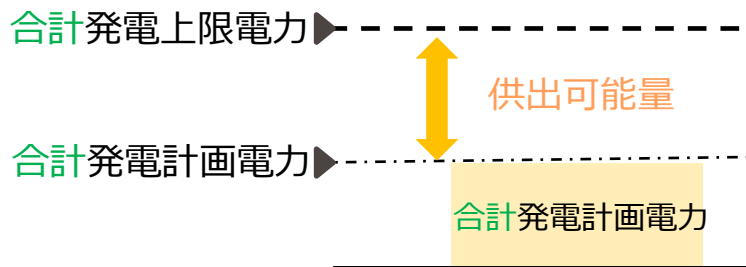


発電機リスト・パターンに含まれるリソースの算定

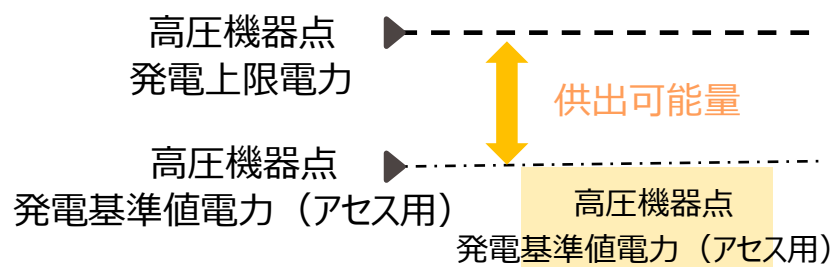
以下の算定は、同一の受電点リソースおよび同一の機器点リソースを対象として差し引く

- a 受電点の電圧が高圧以上で、受電点参入のリソース
 $\text{供出可能量} = \text{合計発電上限電力} - \text{合計発電計画電力}$
- b 受電点の電圧が高圧以上で、機器点参入のリソース
 $\text{供出可能量} = \text{高圧機器点発電上限電力} - \text{高圧機器点発電基準値電力 (アセス用)}$
- c 受電点の電圧が低圧で、受電点参入のリソース
 $\text{供出可能量} = \text{発電上限合計電力 (MMS)} - \text{発電計画合計電力 (MMS)}$
- d 受電点の電圧が低圧で、機器点参入のリソース
 $\text{供出可能量} = \text{低圧機器点発電上限電力} - \text{低圧機器点発電基準値電力}$

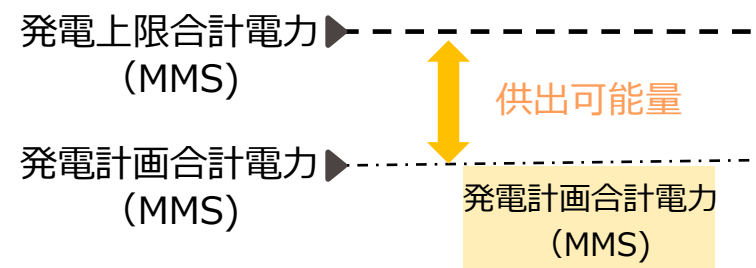
a 受電点の電圧が高圧以上で、受電点参入のリソース



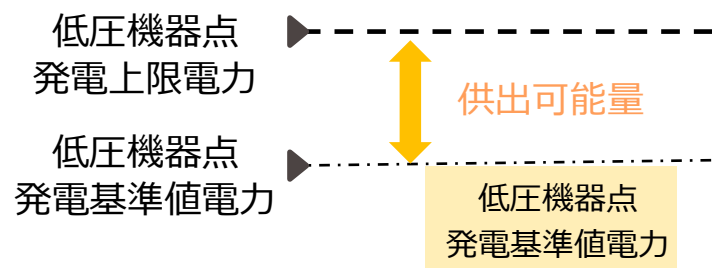
b 受電点の電圧が高圧以上で、機器点参入のリソース



c 受電点の電圧が低圧で、受電点参入のリソース

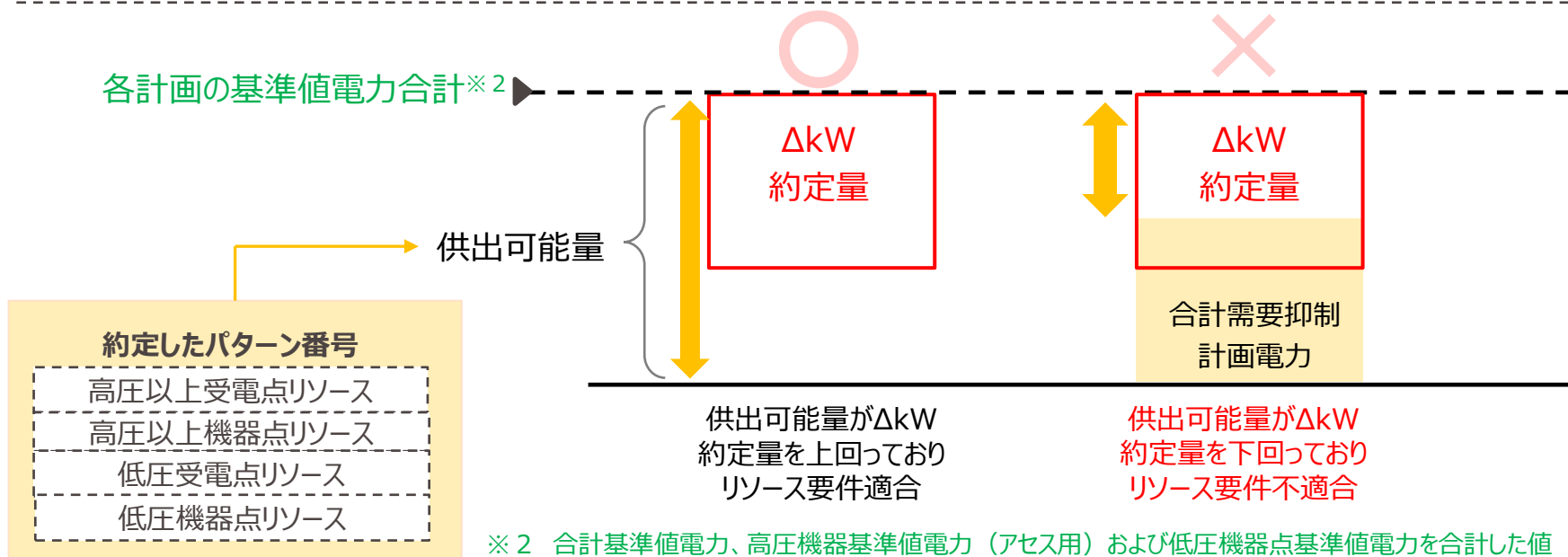


d 受電点の電圧が低圧で、機器点参入のリソース



- アセスメント I については、 ΔkW の供出可能量が、 ΔkW 約定量を下回っていないかを確認します。
- 同一リソースが同一提供期間において複数約定している場合は、 ΔkW 約定単価が安い順にアセスメント I を実施いたします。
(複合市場商品の ΔkW 約定単価が上限価格を超えている場合にアセスメント I に用いる ΔkW 約定単価は、約定した複合市場商品の上限価格とします。複合商品に入札した場合、取引規程別冊（複合約定）第33条（約定の通知）第1項にもとづく約定結果の通知が単一商品の場合においても、複合商品における上限価格を適用します。)

アセスメント I における供出可能量は、同一リソースが同一提供期間において複数約定していない場合は、当該リスト・パターンに含まれるリソースにおいて~~（受電点参入のリソースは系統コードごとに）~~算定された値を当該リスト・パターンごとに合計した値とします。同一リソースが同一提供期間において複数約定している場合は、当該リスト・パターンに含まれるリソースにおいて~~（受電点参入のリソースは系統コードごとに）~~算定された値を当該リスト・パターンごとに合計し、控除 ΔkW 約定量※¹を差し引いた値とします。
※¹ 当該リソースにおいて評価対象約定分の ΔkW 約定単価より ΔkW 約定単価が安い約定分および評価対象の約定分と ΔkW 約定単価が同一かつ既に評価を行った約定分の約定量合計

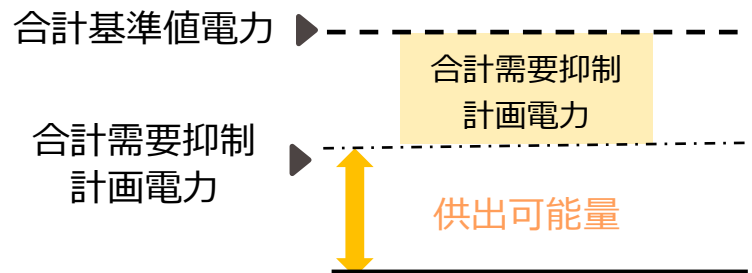


需要家リスト・パターンに含まれるリソースの算定

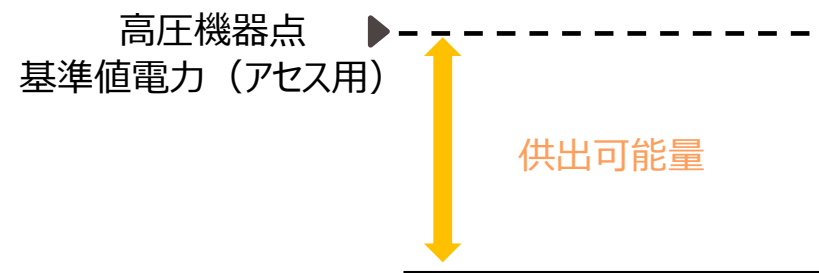
以下の機器点参入のリソースの算定は、同一の機器点リソースを対象として差し引く

- a 受電点の電圧が高圧以上で、受電点参入のリソース
 $\text{供出可能量} = \text{合計基準値電力} - \text{合計需要抑制計画電力}$
- b 受電点の電圧が高圧以上で、機器点参入のリソース
 $\text{供出可能量} = \text{高圧機器点基準値電力 (アセス用)}$
- c 受電点の電圧が低圧で、受電点参入のリソース
 $\text{供出可能量} = \text{合計基準値電力} - \text{合計需要抑制計画電力}$
- d 受電点の電圧が低圧で、機器点参入のリソース
 $\text{供出可能量} = \text{低圧機器点基準値電力}$

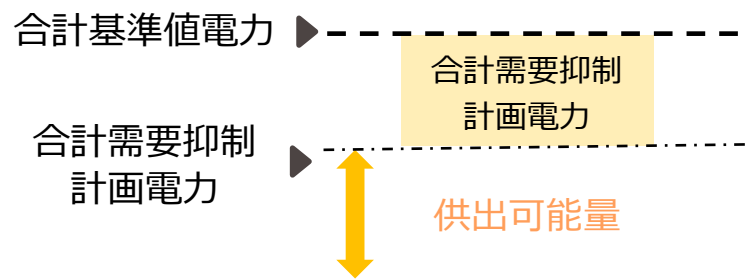
a 受電点の電圧が高圧以上で、受電点参入のリソース



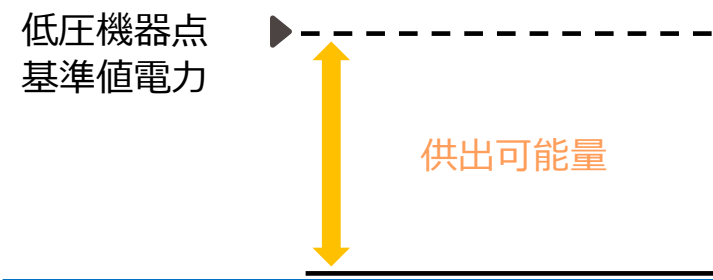
b 受電点の電圧が高圧以上で、機器点参入のリソース



c 受電点の電圧が低圧で、受電点参入のリソース



d 受電点の電圧が低圧で、機器点参入のリソース

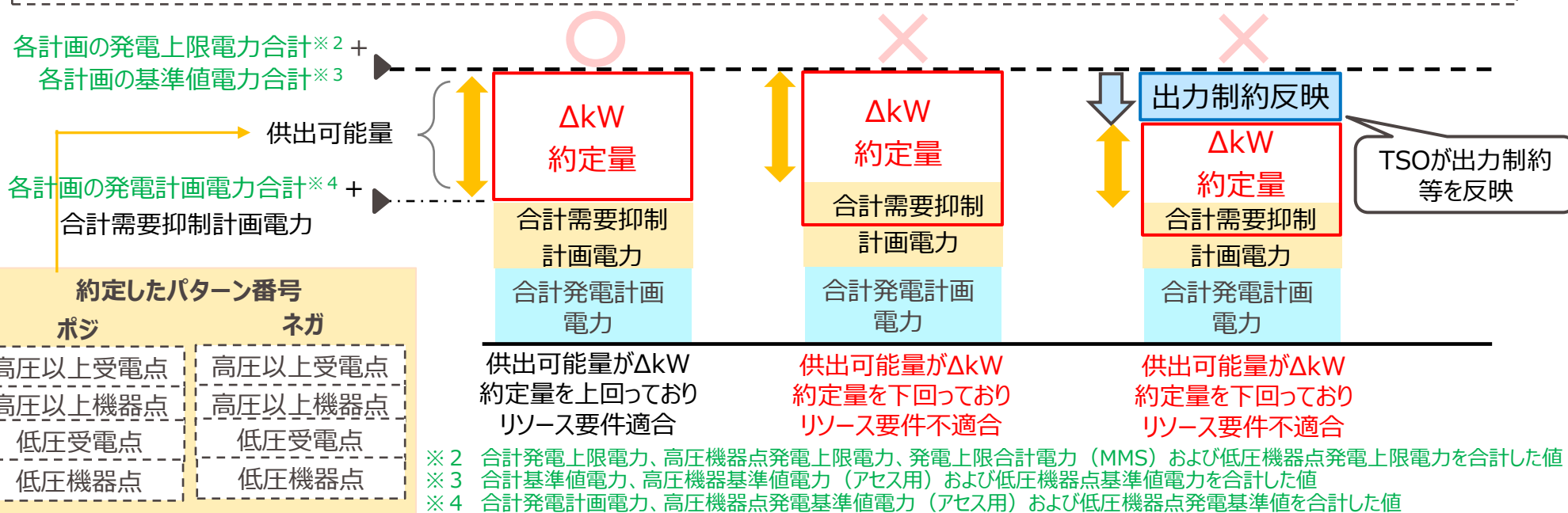


- アセスメント I については、 ΔkW の供出可能量が、 ΔkW 約定量を下回っていないかを確認します。
- 同一リソースが同一提供期間において複数約定している場合は、 ΔkW 約定単価が安い順にアセスメント I を実施いたします。なお、取引規程（需給調整市場）第44条（返還情報の登録）第2項各号のいずれかまたは複数に該当する場合を除き、複合市場商品の ΔkW 約定単価が上限価格を超えている場合にアセスメント I に用いる ΔkW 約定単価は、約定した複合市場商品の上限価格とします。ただし、複合商品に入札した場合、取引規程別冊（複合約定）第33条（約定の通知）第1項にもとづく約定結果の通知が単一商品の場合においても、複合商品における上限価格を適用します。
- 属地TSOが発電上限に出力制約等が反映されておらず不適当と認めた場合、合計発電上限電力を修正します。

アセスメント I における供出可能量は、同一リソースが同一提供期間において複数約定していない場合は、当該リスト・パターンに含まれるリソースにおいて（需要リソースを用いる受電点参入のリソースは系統コードごとに）算定された値を当該リスト・パターンごとに合計した値とします。

同一リソースが同一提供期間において複数約定している場合は、当該リスト・パターンに含まれるリソースにおいて（需要リソースを用いる受電点参入のリソースは系統コードごとに）算定された値を当該リスト・パターンごとに合計し、控除 ΔkW 約定量※1を差し引いた値とします。

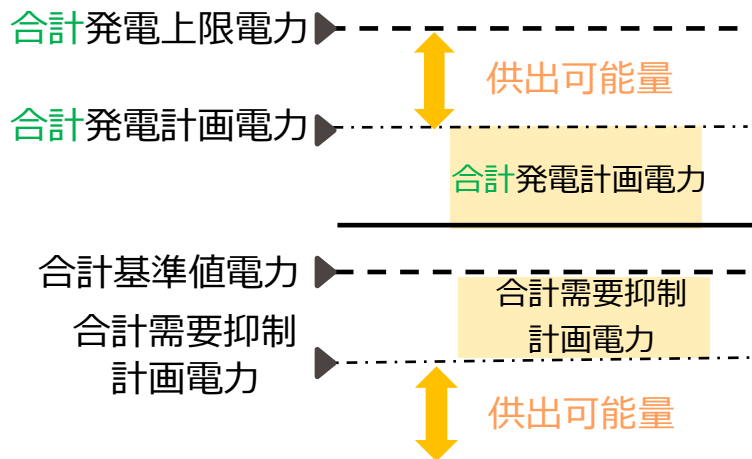
※1 当該リソースにおいて評価対象約定分の ΔkW 約定単価より ΔkW 約定単価が安い約定分および評価対象の約定分と ΔkW 約定単価が同一かつ既に評価を行った約定分の約定量合計



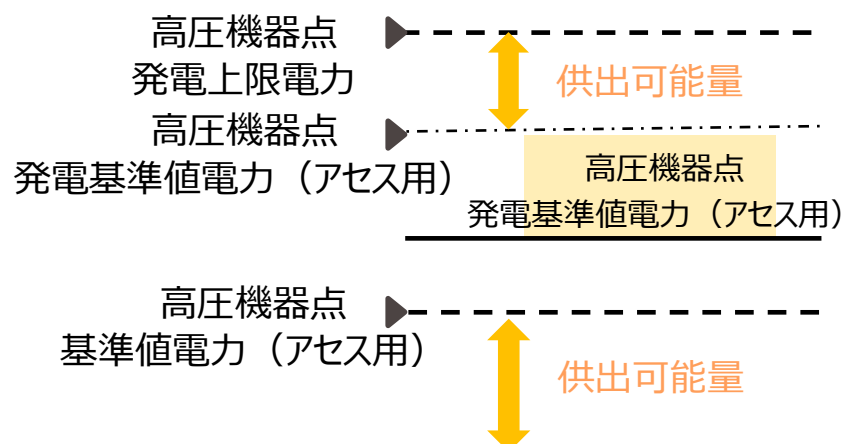
ネガポジリスト・パターンに含まれるリソースの算定

前スライドまでの発電機リスト・パターンおよび需要家リスト・パターンに含まれるリソースの算定で算出された値を合算した値とする

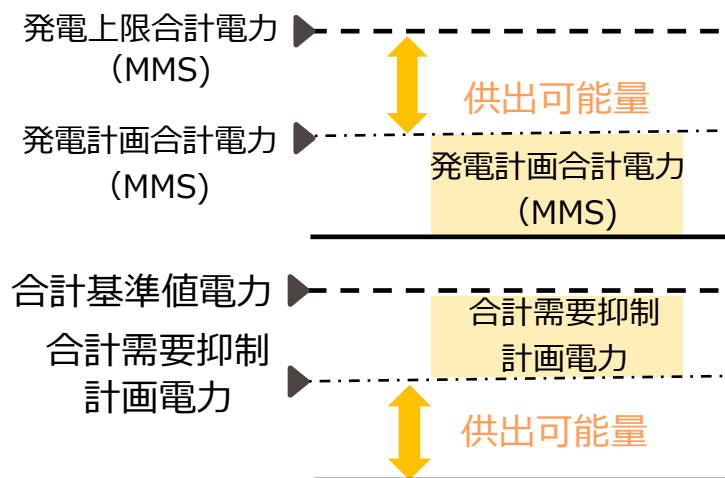
a 受電点の電圧が高圧以上で、受電点参入のリソース



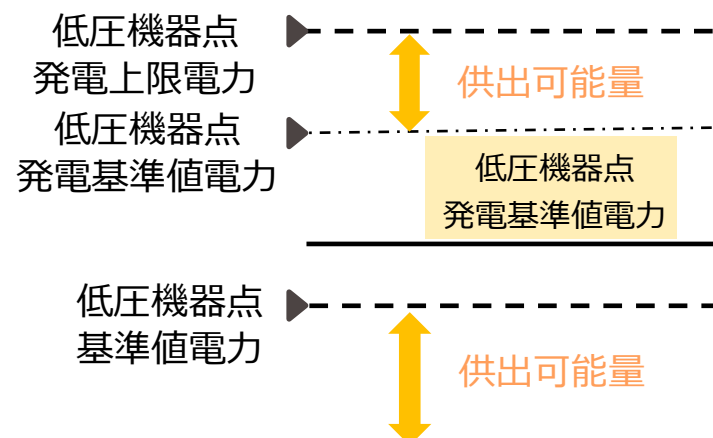
b 受電点の電圧が高圧以上で、機器点参入のリソース



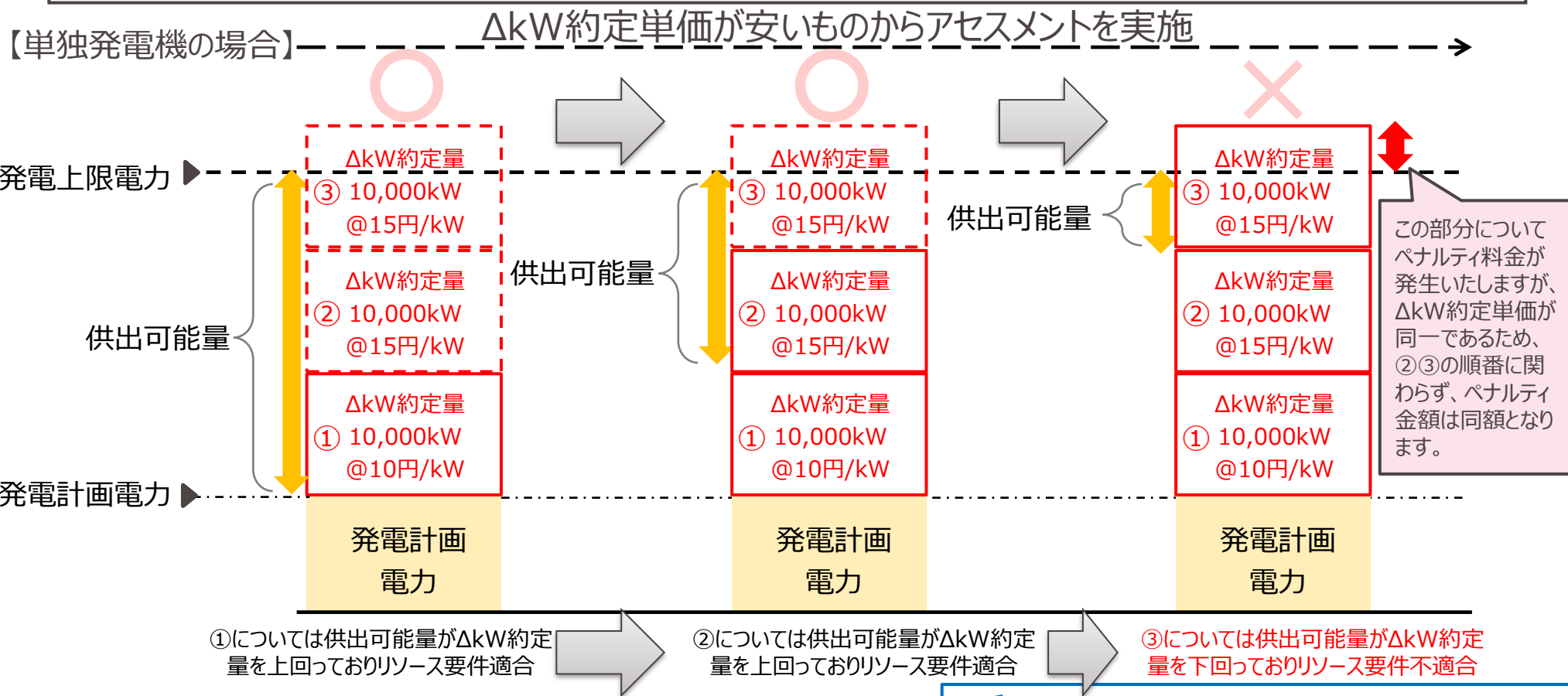
c 受電点の電圧が低圧で、受電点参入のリソース



d 受電点の電圧が低圧で、機器点参入のリソース



- 同一リソースが同一提供期間において複数約定している場合、 ΔkW 約定単価が安い順にアセスメント I を実施いたします。
- 同一リソースのそれぞれの ΔkW 約定分について、控除 ΔkW 約定量（当該リソースにおいて評価対象約定分の ΔkW 約定単価より ΔkW 約定単価が安い約定分および評価対象の約定分と ΔkW 約定単価が同一かつ既に評価を行った約定分の約定量合計）を供出可能量から差し引いてアセスメント I を実施いたします。



- 提供期間にトラブル等が発生した際には取引規程 第39条に定めるとおり、出力制約等を適切に反映した発電上限電力を設定いたします。
- 30分コマ内でトラブルが発生した際は、当該コマについては調整力として供出可能だった時間と提出されていた発電上限電力を平均してアセスメント I に用いる発電上限が設定されます。
- なお、発電計画等の計画類については反映可能なコマから速やかに反映いただく必要がございます。

出力制約等を適切に反映した発電上限電力を設定

計画変更の間に合うコマから適切な計画を提出

1 コマ目の 15 分に事故発生の場合

6 コマ目の 15 分に事故復旧の場合

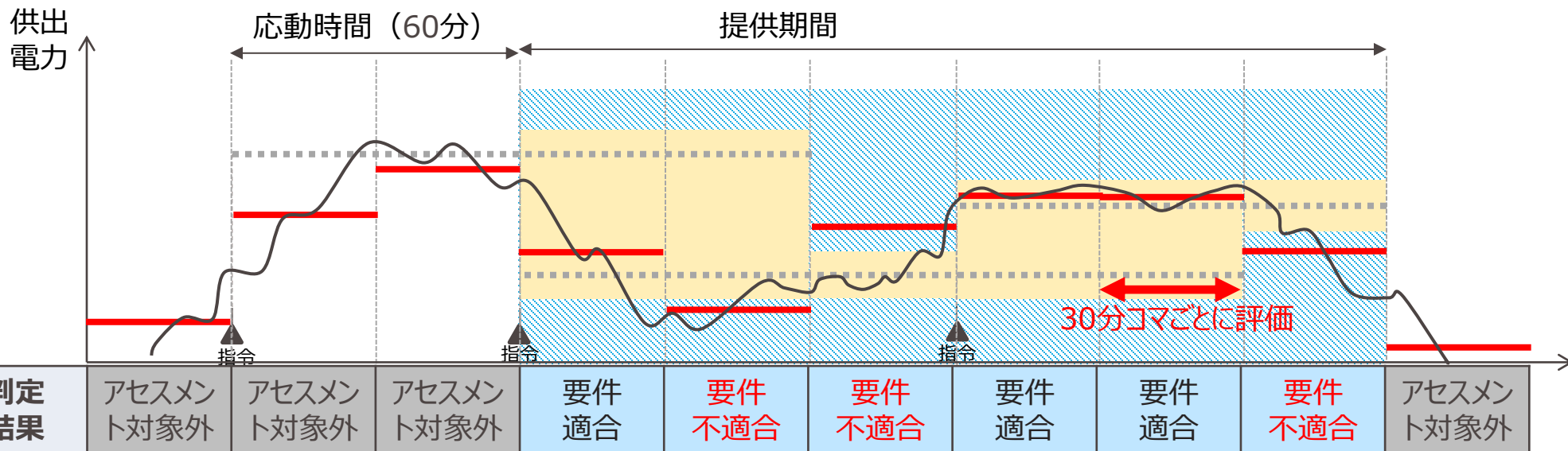
約定コマ	1	2	3	4	5	6
発電上限	<u>100→0</u>	0	0	(変更後計画) 0	(変更後計画) 0	<u>0→100</u>
約定量	100	100	100	100	100	100
アセスメント I に用いる発電上限	<u>50</u>	0	0	0	0	<u>50</u>
アセス I	<u>一部不適合</u>	全量不適合	全量不適合	全量不適合	全量不適合	<u>一部不適合</u>



- アセスメントⅡは、提供期間の30分コマごとに、リソースの供出電力（30分）が許容範囲内であれば要件適合、許容範囲を逸脱していれば要件不適合とします。
- なお、同一リソースが同一提供期間において複数約定している場合、リソース単位に ΔkW 約定量を合計して一体でアセスメントⅡを実施します。
（同一提供期間において三次調整力②、三次調整力①、二次調整力②に約定している場合、三次調整力②の約定量に対しても最も高速な商品の評価方法に従った判定を行い、その結果を他の商品にも適用いたします。）
- 供出電力（30分）および許容範囲の具体的な算出方法については、次スライド以降で説明します。

【アセスメントⅡのイメージ】

瞬時供出電力： — 供出電力（30分）： — 指令値：
 許容範囲： ■ 提供期間： ■



- アセスメントⅡに用いる供出電力（30分）は、属地TSOが取引会員から受信した瞬時供出電力を30分コマごとに平均して算定する。
- なお、簡易指令システムで接続し、取引規程第13条（リソース等が満たすべき要件）に定める瞬時供出電力が当該コマの次の30分コマの終了時刻までに送信されなかった場合で、属地TSOから求めがあった日の翌営業日までに所定の様式34（三次調整力②・三次調整力①・二次調整力②共通 瞬時供出電力通知書 兼 需要実績通知書）等による通知が行われなかったことにより、供出電力（30分）が算定できなかったときは、当該供出電力（30分）について許容範囲を逸脱したものと扱います。
- 専用線オンラインで接続し、取引規程第13条（リソース等が満たすべき要件）に定める瞬時供出電力が当該時間の終了時刻から1秒から5秒程度以内に送信されなかった場合で、属地TSOから求めがあった日の翌営業日までに通知が行われなかったことにより、供出電力（30分）が算定できなかったときは、当該供出電力（30分）について許容範囲を逸脱したものと扱います。
- また、**単独発電機の場合は補正計測電力、各リスト・パターンの場合は合計補正計測電力および合計機器点補正計測電力を合算した値**が、欠測等により託送計量器および機器点の特例計量器等により計量された電力量と比較し、一定の閾値を超えるかい離があった場合は、取引会員と属地TSOにおいて協議を行うこととし、かい離の原因が取引会員が用いる計量器と託送計量器もしくは機器点の特例計量器等の計測誤差または取引会員が用いる計量器もしくは機器点の特例計量器等と託送計量器の異常等にもとづくものと属地TSOが認めるときに限り、取引会員に対し、アセスメントⅡに用いる実績の代用データの提出を求め、あらためて供出電力（30分）を定めます。属地TSOが認めないと判断した場合は、アセスメントⅡの不適合等の処置を実施します。

- 簡易指令システムで接続し出力変化量指令を選択する場合、アセスメントⅡの許容範囲は、下記にて算定します。
- 三次調整力②の指令応動時間は60分のため、指令を出された30分コマと次の30分コマを応動時間に含んでいるものとして扱います。なお、新規の指令がない場合の指令量は、直近の指令量を継続するものとします。

○許容範囲の算定式

①指令値変更に伴う
応動時間を含まない場合

下限値：指令量－当該30分コマの $\Delta k W$ 約定量 $\times 10\%$

上限値：指令量＋当該30分コマの $\Delta k W$ 約定量 $\times 10\%$

②増加方向への指令値変更に伴う
応動時間を含む場合

下限値：変更前指令量－当該30分コマの $\Delta k W$ 約定量 $\times 10\%$

上限値：変更後指令量＋当該30分コマの $\Delta k W$ 約定量 $\times 10\%$

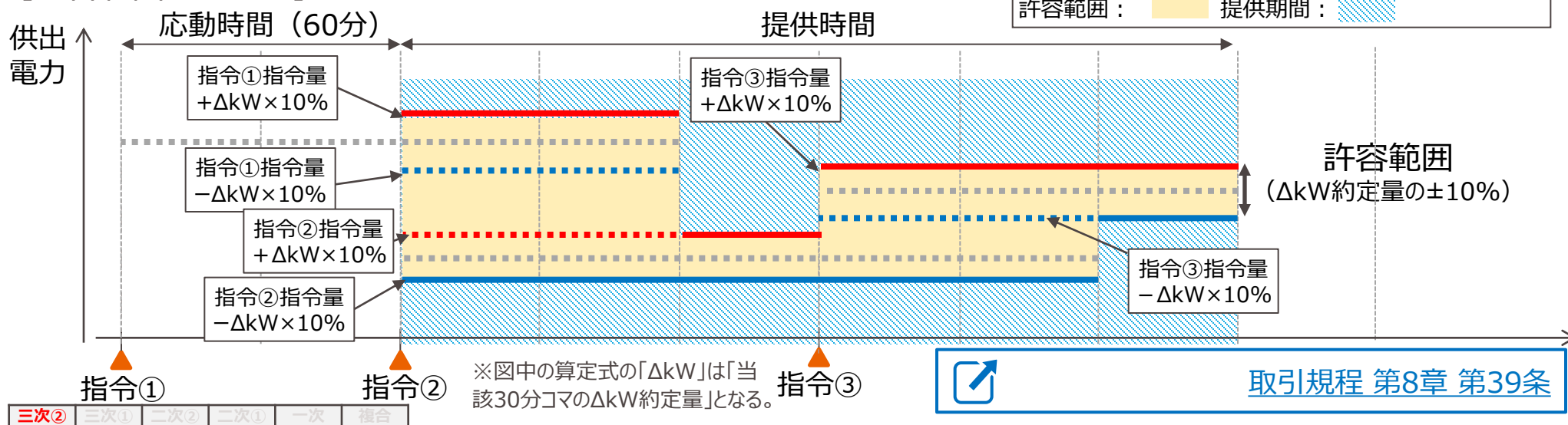
③減少方向への指令値変更に伴う
応動時間を含む場合

下限値：変更後指令量－当該30分コマの $\Delta k W$ 約定量 $\times 10\%$

上限値：変更前指令量＋当該30分コマの $\Delta k W$ 約定量 $\times 10\%$

※指令の対象の30分コマに対して60分前より以前に属地TSOが指令値の変更または取消を行った場合、変更前または取消前の指令は許容範囲の算定に用いないものとします。

【許容範囲のイメージ】



- 簡易指令システムで接続し出力調整指令（数値指令）または専用線オンラインで接続している単独発電機を選択する場合、アセスメントⅡの許容範囲は、下記にて算定します。
- 三次調整力②の指令応動時間は60分のため、指令を出された30分コマと次の30分コマを応動時間に含んでいるものとして扱います。なお、新規の指令がない場合の指令値は、直近の指令値を継続するものとします。

○許容範囲の算定式

①指令値変更に伴う
応動時間を含まない場合

下限値：指令値－当該30分コマの $\Delta k W$ 約定量 $\times 10\%$

上限値：指令値＋当該30分コマの $\Delta k W$ 約定量 $\times 10\%$

②増加方向への指令値変更に伴う
応動時間を含む場合

下限値：変更前指令値－当該30分コマの $\Delta k W$ 約定量 $\times 10\%$

上限値：変更後指令値＋当該30分コマの $\Delta k W$ 約定量 $\times 10\%$

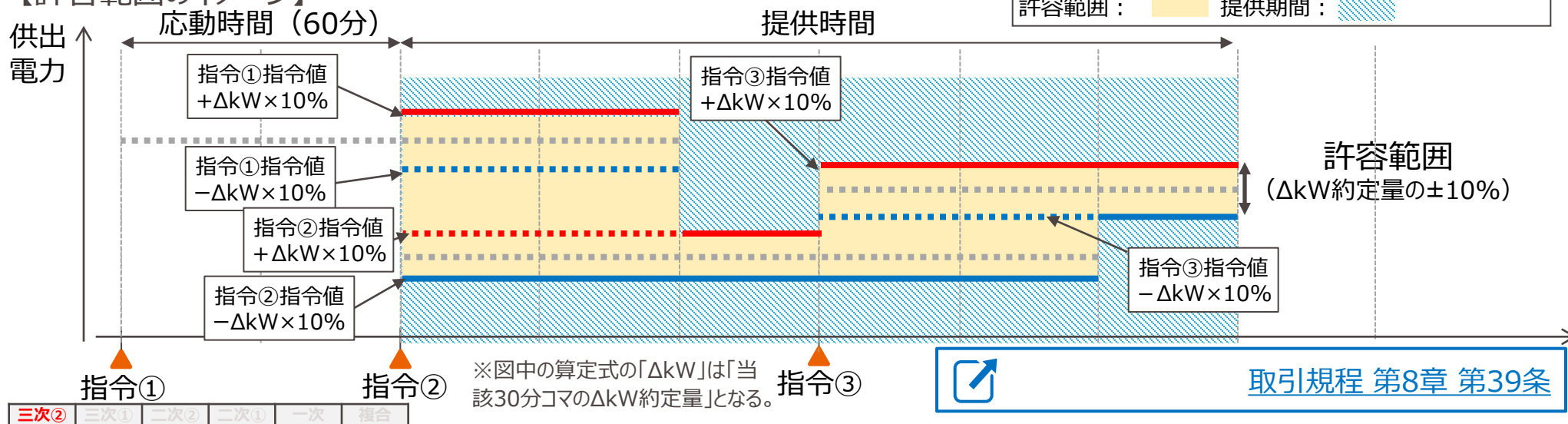
③減少方向への指令値変更に伴う
応動時間を含む場合

下限値：変更後指令値－当該30分コマの $\Delta k W$ 約定量 $\times 10\%$

上限値：変更前指令値＋当該30分コマの $\Delta k W$ 約定量 $\times 10\%$

※指令の対象の30分コマに対して60分前より以前に属地TSOが指令値の変更または取消を行った場合、変更前または取消前の指令は許容範囲の算定に用いないものとします。

【許容範囲のイメージ】

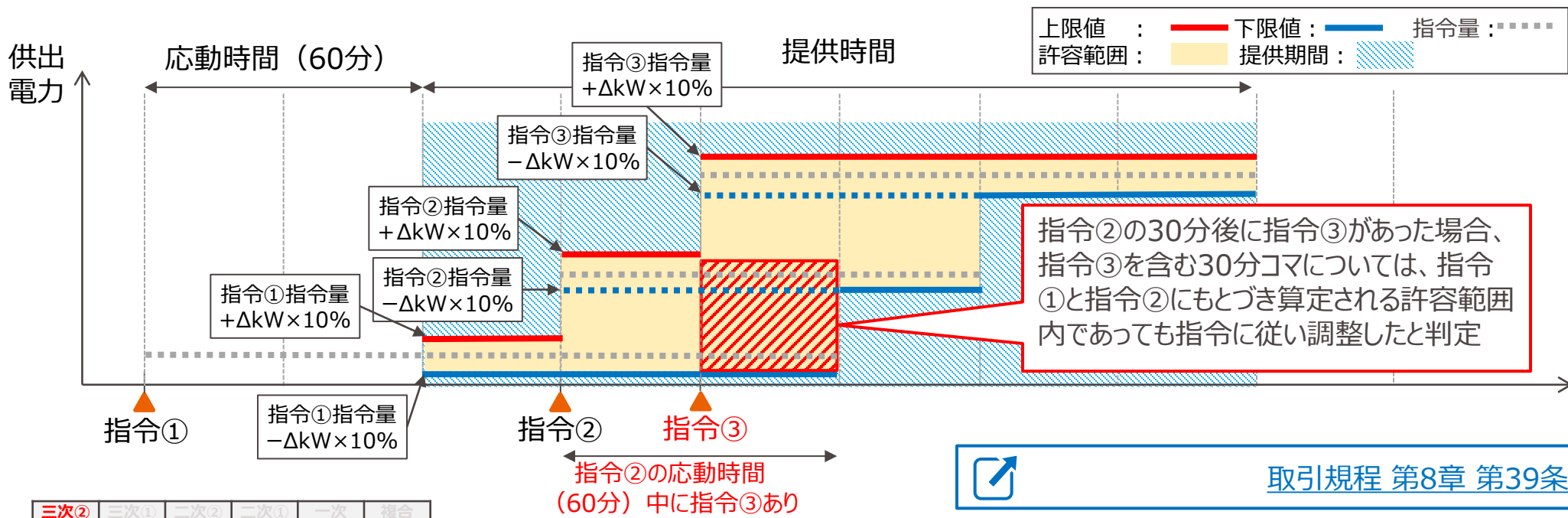


- 指令を受けた次の30分コマにおいて再度指令を受けた場合のアセスメントⅡの許容範囲は、下記のとおり算定します。

○許容範囲の算定

指令値変更に伴い応動している時間に属地TSOから指令を送信された時刻を含む30分コマについては、当該30分コマに送信された指令値（下図、指令③）および当該30分コマの1つ前の30分コマに送信した指令値（下図、指令②）にもとづき算定される許容範囲または当該30分コマの1つ前の30分コマに送信した指令値および当該30分コマの1つ前の30分コマより前に送信した直近の指令値（下図、指令①）にもとづき算定される許容範囲のいずれかの範囲内であれば指令に従い調整したと判定する。

【許容範囲のイメージ】



- 2ブロック以上に渡り連続約定した場合のアセスメントⅡにおける許容範囲は、次ブロックの指令量に対する応動であっても、当該30分コマの ΔkW 約定量をもとに下記のとおり算出します。

○許容範囲の算定式

①指令値変更に伴う応動時間を含まない場合

下限値：指令量－当該30分コマ ΔkW 約定量 $\times 10\%$ ，

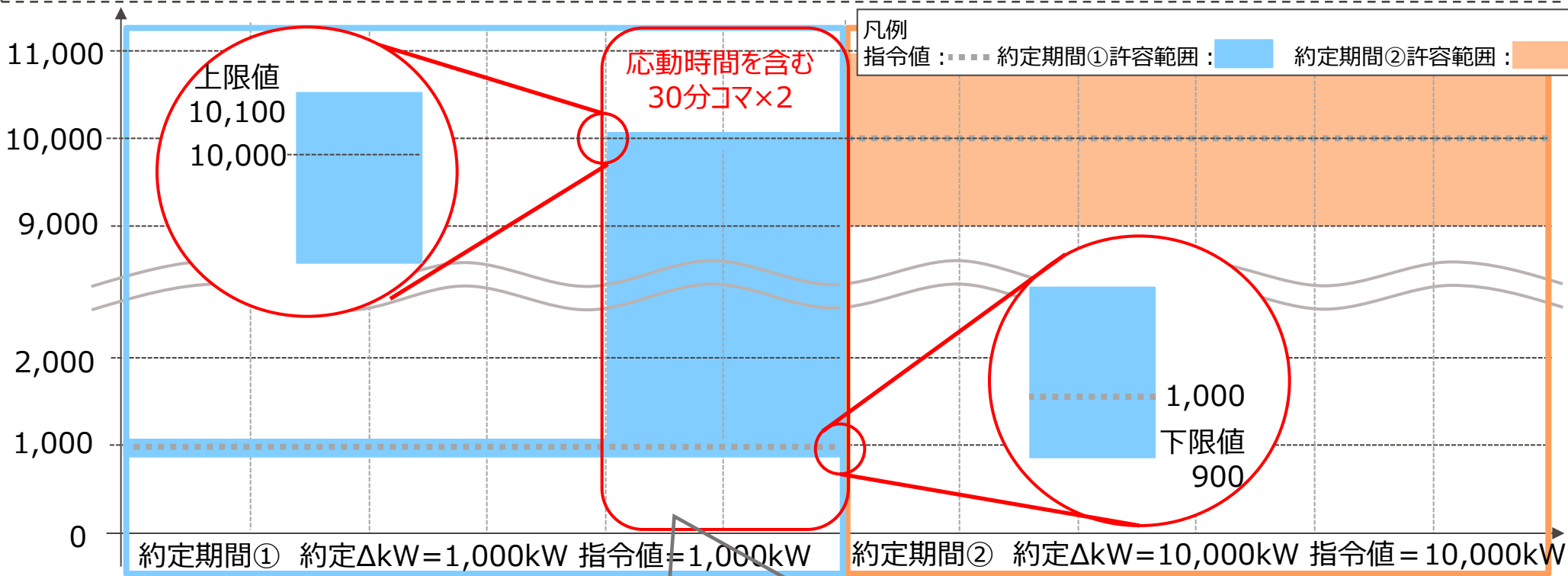
上限値：指令量＋当該30分コマ ΔkW 約定量 $\times 10\%$

②増加方向への指令値変更に伴う応動時間を含む場合

下限値：変更前指令量－当該30分コマ ΔkW 約定量 $\times 10\%$ ， 上限値：変更後指令量＋当該30分コマ ΔkW 約定量 $\times 10\%$

③減少方向への指令値変更に伴う応動時間を含む場合

下限値：変更後指令量－当該30分コマ ΔkW 約定量 $\times 10\%$ ， 上限値：変更前指令量＋当該30分コマ ΔkW 約定量 $\times 10\%$



約定期間②開始時刻の60分前に10,000kWを指令

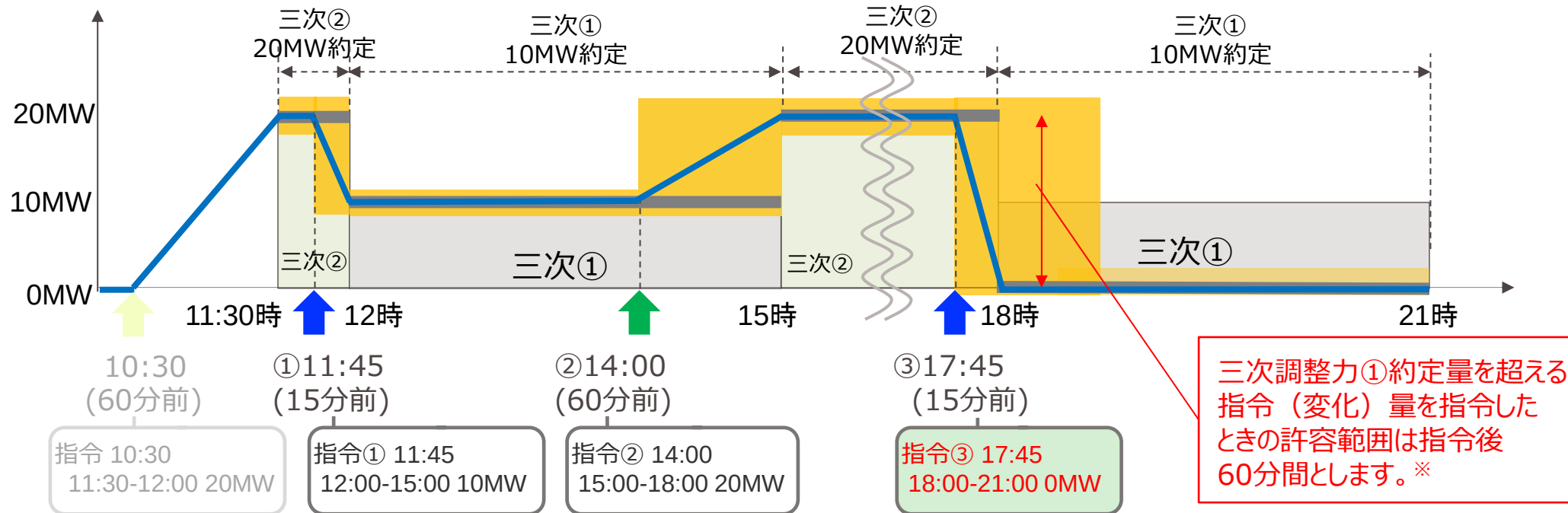


取引規程 第8章 第39条

- 簡易指令システムで接続または専用線オンラインで接続（各リスト・パターンまたは余力活用に関する契約を締結していない単独発電機）する場合において、同一の系統コードのリソースが異なる商品区分に連続で約定した場合は、同一の系統コードのリソースで、同一商品区分の約定ブロックが連続した場合と同様の考え方にもとづき、以下のとおり指令およびアセスメントⅡを実施いたします。
- 指令方法は、二次調整力②は約定ブロックの5分前、三次調整力①は約定ブロックの15分前、三次調整力②は約定ブロックの60分前までにそれぞれ指令します。
- アセスメントⅡは、指令に追従している応動時間に対して、変更前指令量と変更後指令量から許容範囲を設定します。ただし、三次調整力②→三次調整力①または二次調整力②の順で連続約定した場合、三次調整力①または二次調整力②約定量を超える変化量の指令をしたときの応動時間は60分間とします。※

【許容範囲の例】

■ アセスメントⅡ許容範囲 ■ 三次①約定範囲 ■ 三次②約定範囲 ■ 指令量 ■ 応動実績

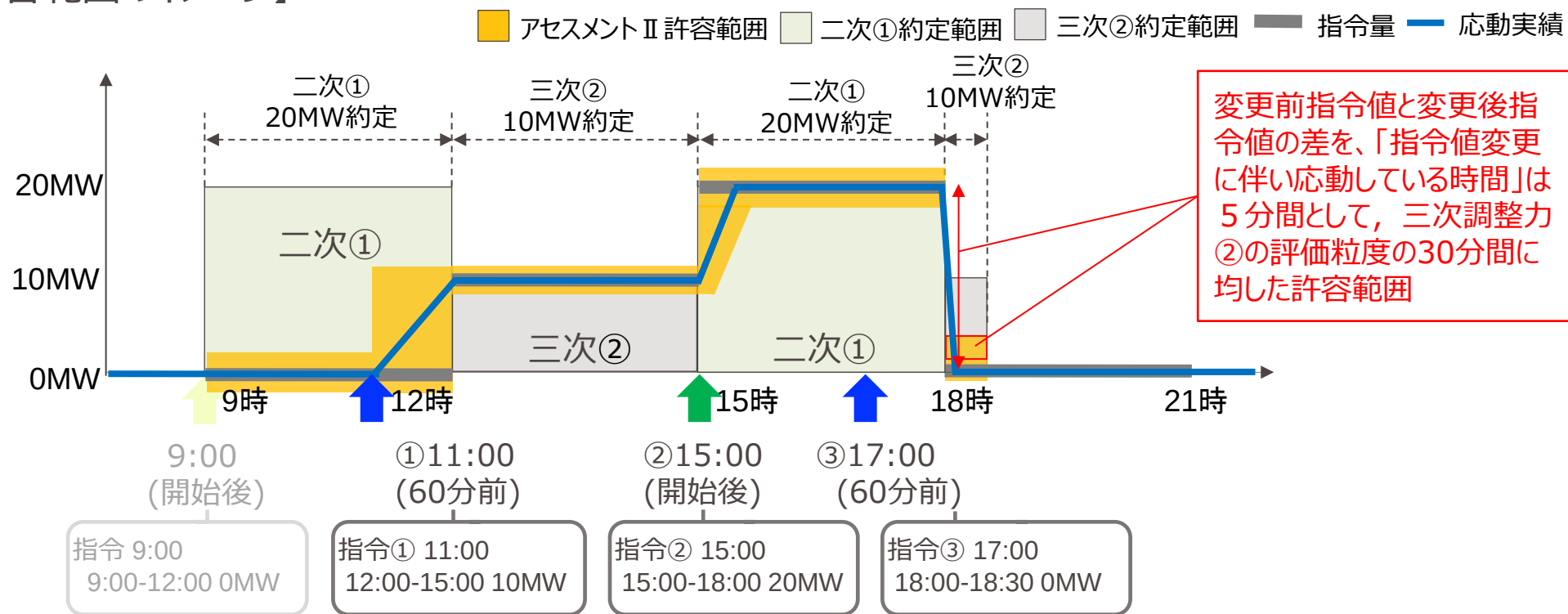


※三次調整力①→二次調整力②に連続約定した場合は、15分間となります。



- 同一リソースが余力活用に関する契約を締結していない場合で、三次調整力②に約定している提供期間の前の提供期間において、二次調整力①に約定しているときは、三次調整力②の提供期間の開始30分コマにおける許容範囲に三次調整力②の提供期間の開始時刻における変更前指令値と変更後指令値の差を「指令値変更に伴い応動している時間」は5分間として、三次調整力②の評価粒度の30分間に均した許容範囲（〔三次調整力②の提供期間の開始時刻における変更前指令値と変更後指令値の差〕×〔5分間/30分間〕）を組み合わせます。

【許容範囲のイメージ】



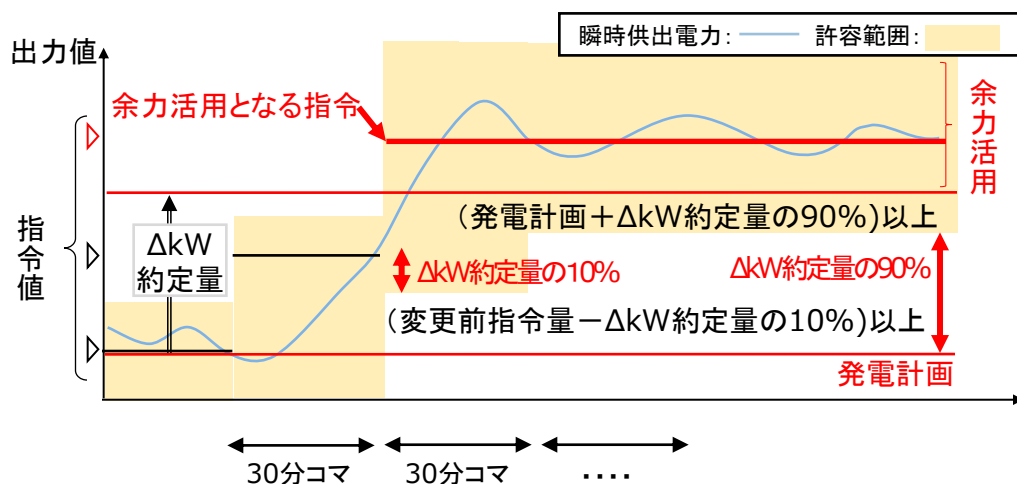
- 約定したリソースが余力活用に関する契約を締結し $\Delta k W$ 約定量以上の余力の部分を使用した場合、または第26条（取引対象の $\Delta k W$ ）に定める $\Delta k W$ の要件を超えて指令を行った場合は、アセスメントⅡの対象外といたします。
- ただし、 $\Delta k W$ の約定量の範囲内で属地TSOの指令に従い実際に調整していることを確認できない場合はこの限りでないものとします。

$\Delta k W$ 約定量以上の余力の部分を使用した場合に属地TSOの指令に従い実際に調整しているかどうかの確認方法

※下図は、単独発電機かつ出力調整指令（数値指令）の場合をイメージしております。

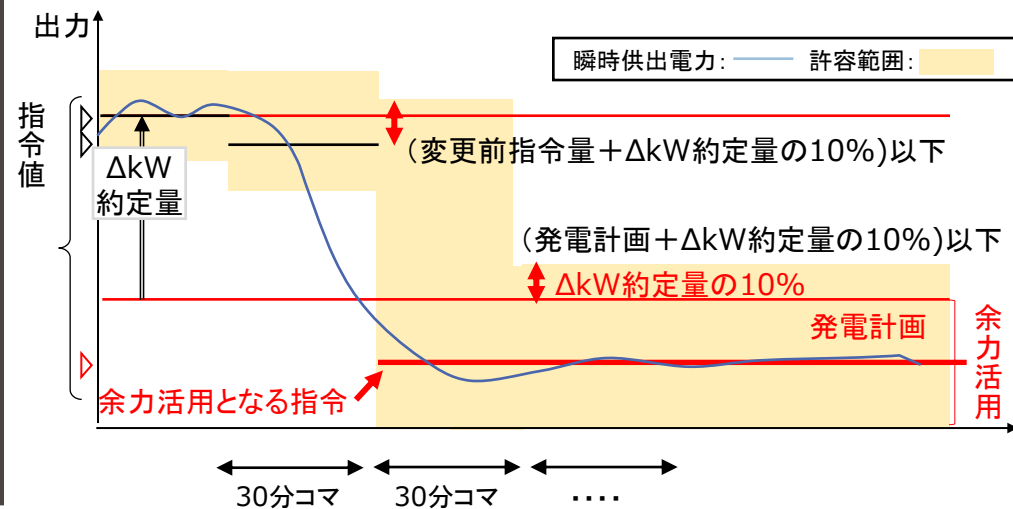
① 発電計画電力を基準として $\Delta k W$ 約定量の範囲外に上げ指令を行った場合の許容範囲

（変更前指令値 $-\Delta k W$ 約定量の10%）もしくは
（発電計画 $+\Delta k W$ 約定量の90%）のいずれか小さい方以上



② 発電計画電力を基準として $\Delta k W$ 約定量の範囲外に下げ指令を行った場合の許容範囲

（変更前指令値 $+\Delta k W$ 約定量の10%）もしくは
（発電計画 $+\Delta k W$ 約定量の10%）のいずれか大きい方以下



$\Delta k W$ 約定量以上の余力の部分を使用した場合、属地TSOの指令に対して上記許容範囲で追従していることを確認できない場合はアセスメントⅡの不適合となります。



- 属地TSOは必要に応じて、機器点参入に用いるリソースの応動実績値を取引会員へ事前の通知なしに直接確認することができます。
- 応動実績値の確認を求められた取引会員は、その求めに遅滞なく応じる必要があります。
- 上記確認の結果、アセスメントⅡに提出された応動実績値に改ざん等の不正行為があると属地TSOが判断した場合、アセスメントⅡの不適合等の処置の実施および取引規程（需給調整市場）第41条（アセスメント要件不適合時の対応）第4項の処分を行います。
- なお、当該取引における取引規程（需給調整市場）第46条(決済の対象)に定める約定料金およびペナルティ料金に係る支払期日は、取引規程（需給調整市場）第51条（料金等の授受）にかかわらず、協議が完了した翌月の末日(当該日が金融機関の休業日の場合はその直前の休業日でない日)とします。



- 同一リソースが同一提供期間において、以下に該当する場合は、取引規程別冊（三次調整力②）第39条（アセスメント）(2)から(4)の定めにかかわらず、各取引規程別冊 第39条（アセスメント）に定めるアセスメントⅡを実施するものとし、その結果は約定している全ての商品に適用するものとします。
 - 三次調整力①のみに同時に約定している場合
取引規程別冊（三次調整力①）第39条（アセスメント）に定めるアセスメントⅡとします。
 - 二次調整力②のみに同時に約定している場合
取引規程別冊（二次調整力②）第39条（アセスメント）に定めるアセスメントⅡとします。
 - 三次調整力①および二次調整力②に同時に約定している場合
取引規程別冊（複合約定）第39条（アセスメント）に定めるアセスメントⅡとします。
 - 二次調整力①、一次調整力または複合商品のいずれか、または複数の同時に約定している場合
取引規程別冊（複合約定）第39条（アセスメント）に定めるアセスメントⅡとします。
 - 余力活用に関する契約において、三次調整力①に相当する機能、二次調整力②に相当する機能、二次調整力①に相当する機能、一次調整力に相当する機能のいずれか、または複数の機能で契約を締結している場合
取引規程別冊（複合約定）第39条（アセスメント）に定めるアセスメントⅡとします。



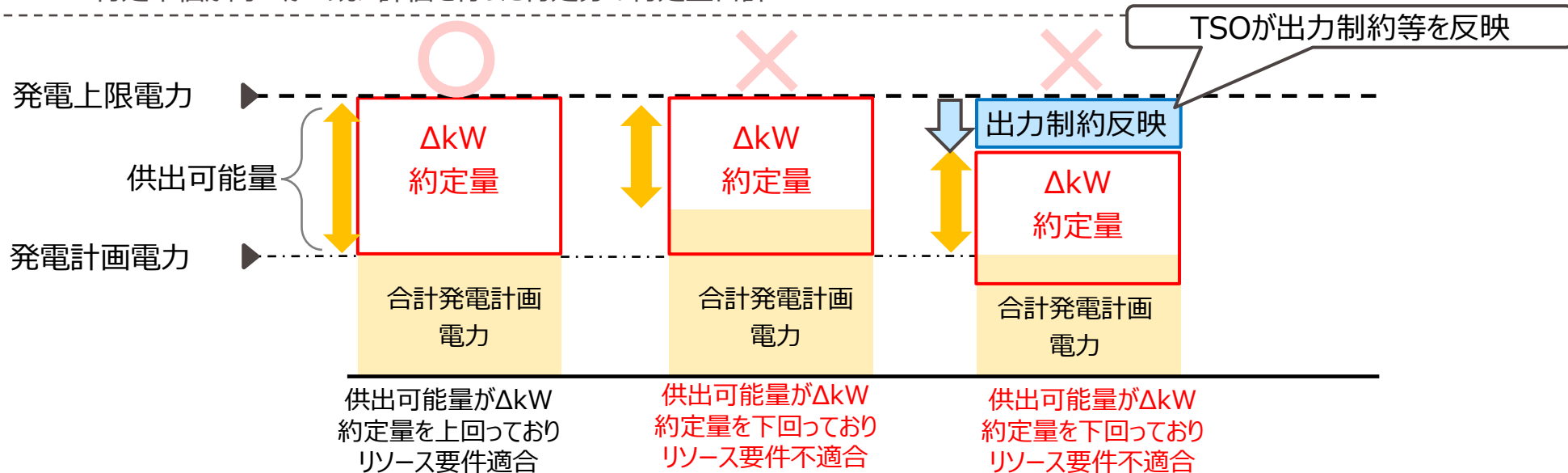
別冊（三次調整力①） アセスメント

- アセスメント I については、 ΔkW の供出可能量が、 ΔkW 約定量を下回っていないかを確認します。
- 同一リソースが同一提供期間において複数約定している場合は、 ΔkW 約定単価が安い順にアセスメント I を実施いたします。なお、取引規程（需給調整市場）第44条（返還情報の登録）第2項各号のいずれかまたは複数に該当する場合を除き、複合市場商品の ΔkW 約定単価が上限価格を超えている場合にアセスメント I に用いる ΔkW 約定単価は、約定した複合市場商品の上限価格とします。ただし、複合商品に入札した場合、取引規程別冊（複合約定）第33条（約定の通知）第1項にもとづく約定結果の通知が単一商品の場合においても、複合商品における上限価格を適用します。
- 属地TSOが発電上限に出力制約等が反映されておらず不適当と認めた場合、合計発電上限電力を修正します。

○単独発電機におけるアセスメント I の算定式

- ・同一リソースが同一提供期間において複数約定していない場合
供出可能量 = 発電上限電力 - 発電計画電力
- ・同一リソースが同一提供期間において複数約定している場合
供出可能量 = 発電上限電力 - 発電計画電力 - 控除 ΔkW 約定量※1

※1 当該リソースにおいて評価対象約定分の ΔkW 約定単価より ΔkW 約定単価が安い約定分および評価対象の約定分と ΔkW 約定単価が同一かつ既に評価を行った約定分の約定量合計

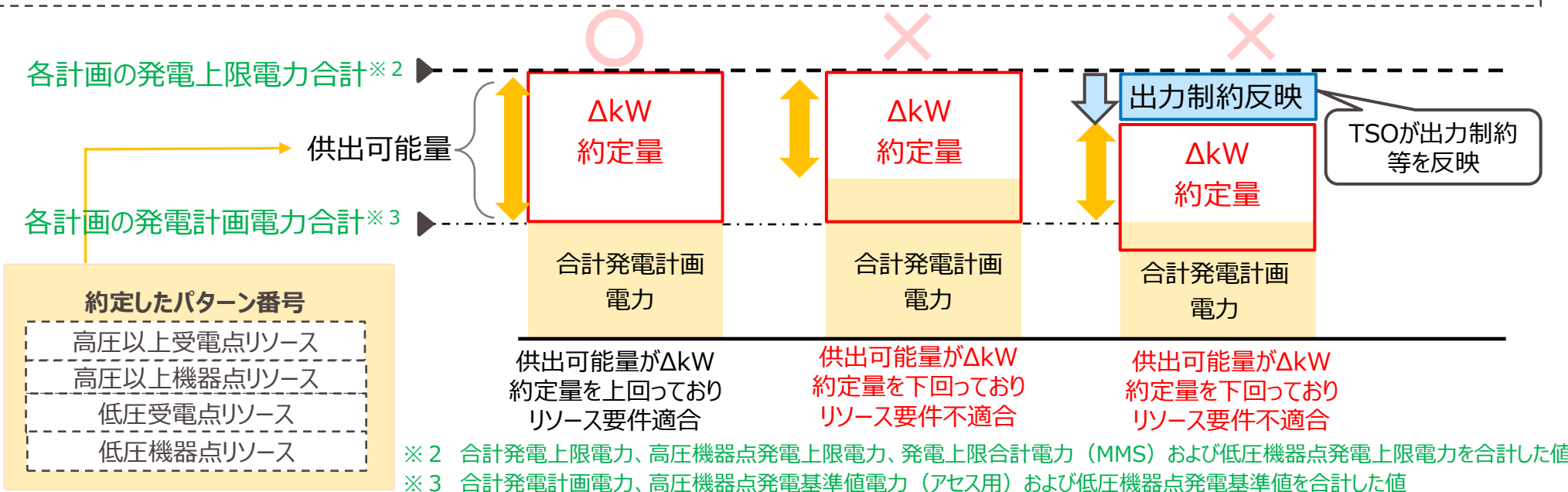


- アセスメント I については、 ΔkW の供出可能量が、 ΔkW 約定量を下回っていないかを確認します。
- 同一リソースが同一提供期間において複数約定している場合は、 ΔkW 約定単価が安い順にアセスメント I を実施いたします。なお、取引規程（需給調整市場）第44条（返還情報の登録）第2項各号のいずれかまたは複数に該当する場合を除き、複合市場商品の ΔkW 約定単価が上限価格を超えている場合にアセスメント I に用いる ΔkW 約定単価は、約定した複合市場商品の上限価格とします。ただし、複合商品に入札した場合、取引規程別冊（複合約定）第33条（約定の通知）第1項にもとづく約定結果の通知が単一商品の場合においても、複合商品における上限価格を適用します。
- 属地TSOが発電上限に出力制約等が反映されておらず不適当と認めた場合、合計発電上限電力を修正します。

アセスメント I における供出可能量は、同一リソースが同一提供期間において複数約定していない場合は、当該リスト・パターンに含まれるリソースにおいて算定された値を当該リスト・パターンごとに合計した値とします。

同一リソースが同一提供期間において複数約定している場合は、当該リスト・パターンに含まれるリソースにおいて算定された値を当該リスト・パターンごとに合計し、控除 ΔkW 約定量^{※1}を差し引いた値とします。

※1 当該リソースにおいて評価対象約定分の ΔkW 約定単価より ΔkW 約定単価が安い約定分および評価対象の約定分と ΔkW 約定単価が同一かつ既に評価を行った約定分の約定量合計

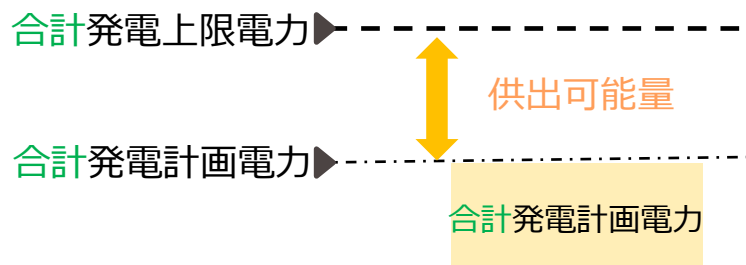


発電機リスト・パターンに含まれるリソースの算定

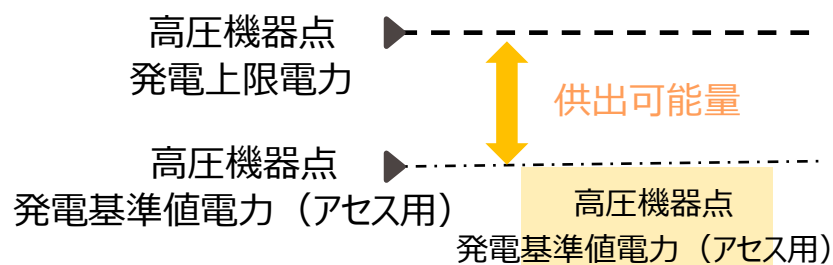
以下の算定は、同一の受電点リソースおよび同一の機器点リソースを対象として差し引く

- a 受電点の電圧が高圧以上で、受電点参入のリソース
 $\text{供出可能量} = \text{合計発電上限電力} - \text{合計発電計画電力}$
- b 受電点の電圧が高圧以上で、機器点参入のリソース
 $\text{供出可能量} = \text{高圧機器点発電上限電力} - \text{高圧機器点発電基準値電力 (アセス用)}$
- c 受電点の電圧が低圧で、受電点参入のリソース
 $\text{供出可能量} = \text{発電上限合計電力 (MMS)} - \text{発電計画合計電力 (MMS)}$
- d 受電点の電圧が低圧で、機器点参入のリソース
 $\text{供出可能量} = \text{低圧機器点発電上限電力} - \text{低圧機器点発電基準値電力}$

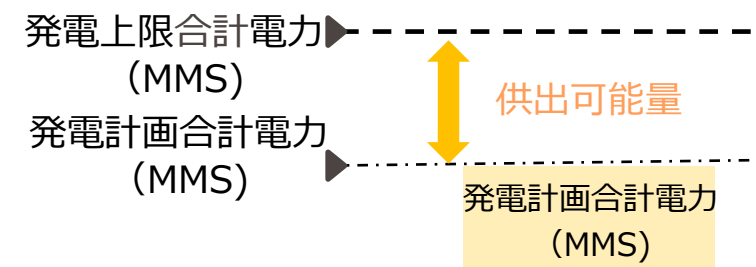
a 受電点の電圧が高圧以上で、受電点参入のリソース



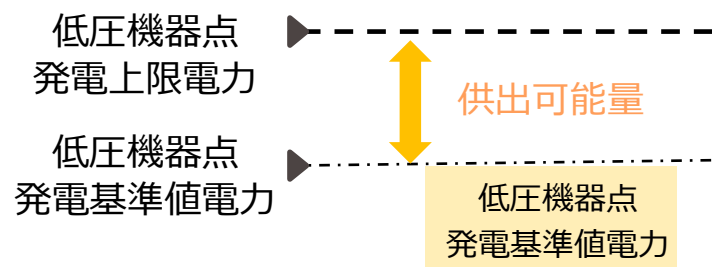
b 受電点の電圧が高圧以上で、機器点参入のリソース



c 受電点の電圧が低圧で、受電点参入のリソース



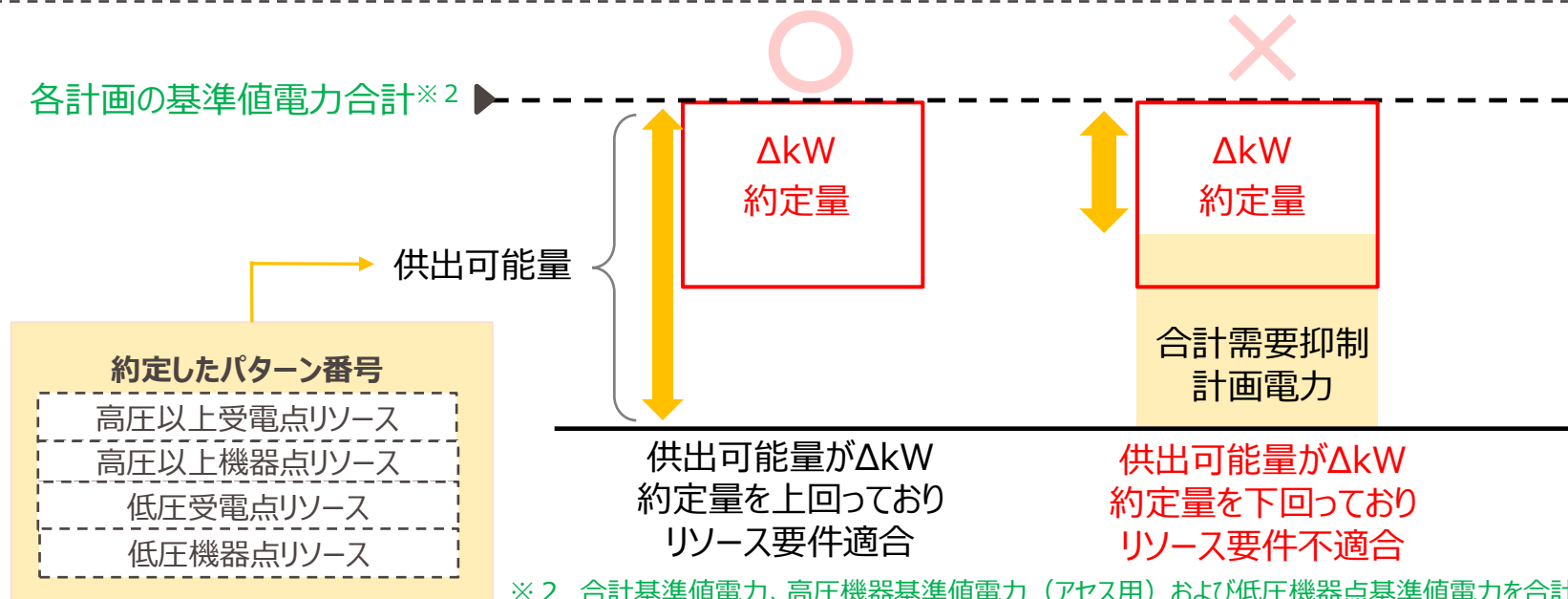
d 受電点の電圧が低圧で、機器点参入のリソース



- アセスメント I については、 ΔkW の供出可能量が、 ΔkW 約定量を下回っていないかを確認します。
- 同一リソースが同一提供期間において複数約定している場合は、 ΔkW 約定単価が安い順にアセスメント I を実施いたします。なお、複合市場商品の ΔkW 約定単価が上限価格を超えている場合にアセスメント I に用いる ΔkW 約定単価は、約定した複合市場商品の上限価格とします。ただし、複合商品に入札した場合、取引規程別冊（複合約定）第33条（約定の通知）第1項にもとづく約定結果の通知が単一商品の場合においても、複合商品における上限価格を適用します。

アセスメント I における供出可能量は、同一リソースが同一提供期間において複数約定していない場合は、当該リスト・パターンに含まれるリソースにおいて（受電点参入のリソースは系統コードごとに）算定された値を当該リスト・パターンごとに合計した値とします。同一リソースが同一提供期間において複数約定している場合は、当該リスト・パターンに含まれるリソースにおいて（受電点参入のリソースは系統コードごとに）算定された値を当該リスト・パターンごとに合計し、控除 ΔkW 約定量※¹を差し引いた値とします。

※¹ 当該リソースにおいて評価対象約定分の ΔkW 約定単価より ΔkW 約定単価が安い約定分および評価対象の約定分と ΔkW 約定単価が同一かつ既に評価を行った約定分の約定量合計

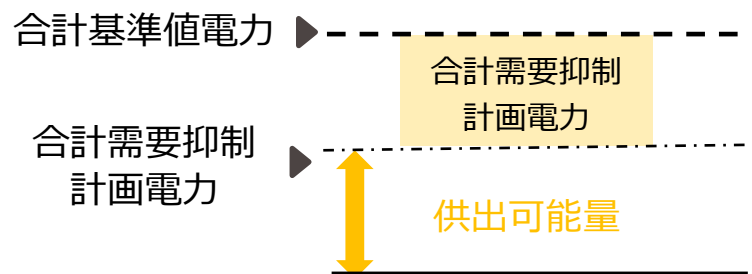


需要家リスト・パターンに含まれるリソースの算定

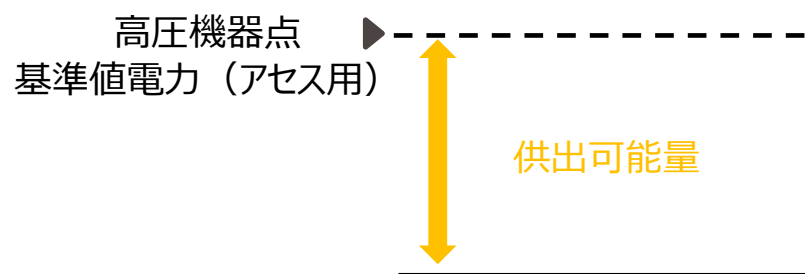
以下の機器点参入のリソースの算定は、同一の機器点リソースを対象として差し引く

- a 受電点の電圧が高圧以上で、受電点参入のリソース
 $\text{供出可能量} = \text{合計基準値電力} - \text{合計需要抑制計画電力}$
- b 受電点の電圧が高圧以上で、機器点参入のリソース
 $\text{供出可能量} = \text{高圧機器点基準値電力 (アセス用)}$
- c 受電点の電圧が低圧で、受電点参入のリソース
 $\text{供出可能量} = \text{合計基準値電力} - \text{合計需要抑制計画電力}$
- d 受電点の電圧が低圧で、機器点参入のリソース
 $\text{供出可能量} = \text{低圧機器点基準値電力}$

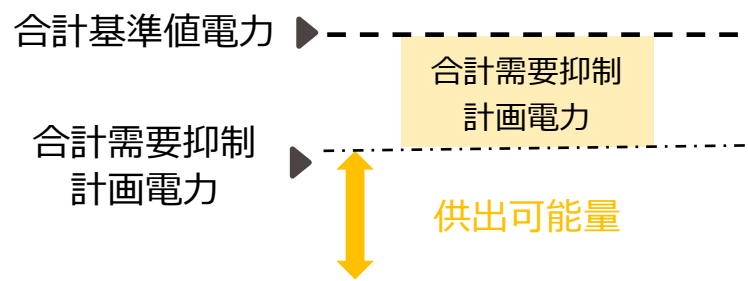
a 受電点の電圧が高圧以上で、受電点参入のリソース



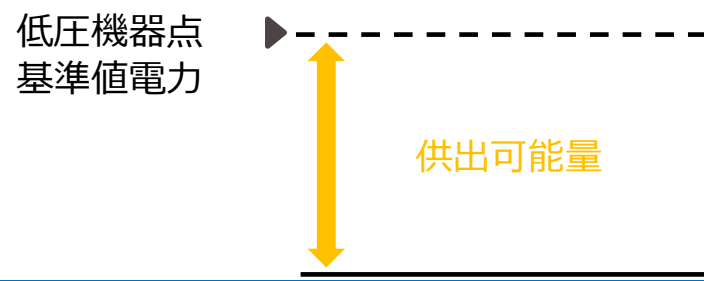
b 受電点の電圧が高圧以上で、機器点参入のリソース



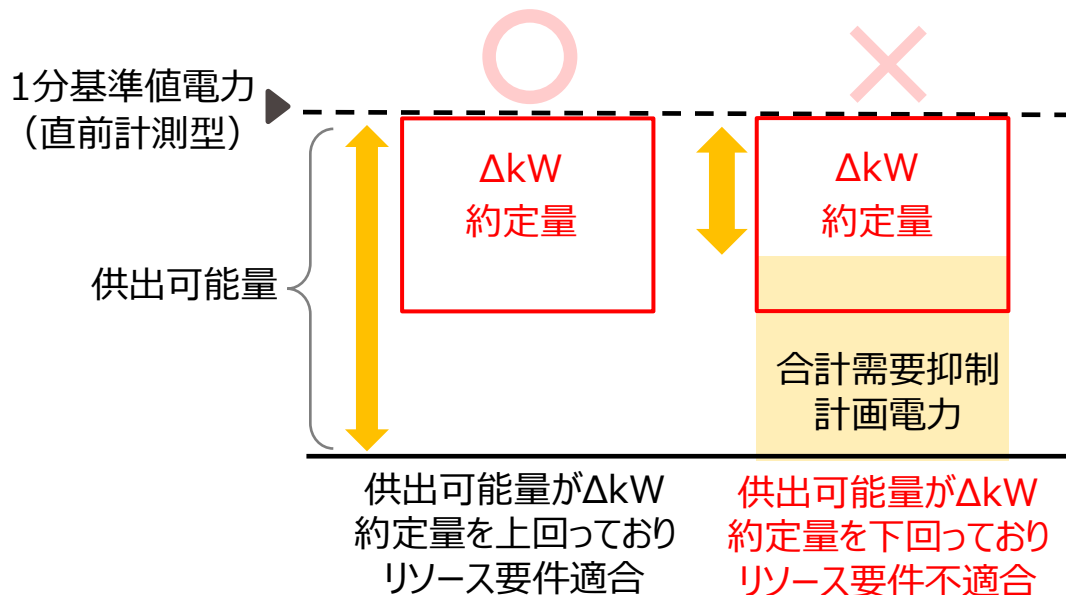
c 受電点の電圧が低圧で、受電点参入のリソース



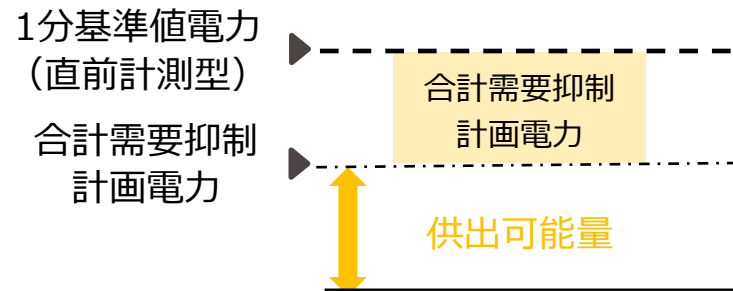
d 受電点の電圧が低圧で、機器点参入のリソース



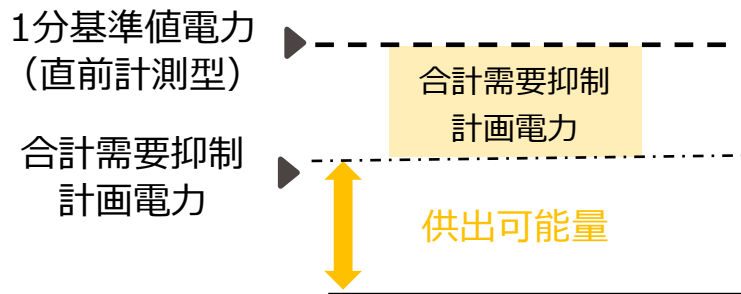
需要家リスト・パターンおよびネガポジリスト・パターンにおいて、需要リソースを用いる場合で直前計測型を選択しているときの
アセスメント I に用いる値
約定したパターン番号単位の1分基準値電力（直前計測型）または属地周期基準値電力（直前計測型）の値とします



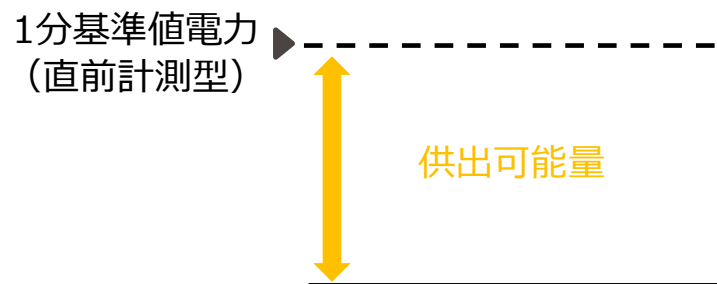
a 受電点の電圧が高圧以上で、受電点参入のリソース



b 受電点の電圧が低圧で、受電点参入のリソース



c 受電点の電圧が低圧で、機器点参入のリソース



- アセスメント I については、 ΔkW の供出可能量が、 ΔkW 約定量を下回っていないかを確認します。
- 同一リソースが同一提供期間において複数約定している場合は、 ΔkW 約定単価が安い順にアセスメント I を実施いたします。なお、取引規程（需給調整市場）第44条（返還情報の登録）第2項各号のいずれかまたは複数に該当する場合を除き、複合市場商品の ΔkW 約定単価が上限価格を超えている場合にアセスメント I に用いる ΔkW 約定単価は、約定した複合市場商品の上限価格とします。ただし、複合商品に入札した場合、取引規程別冊（複合約定）第33条（約定の通知）第1項にもとづく約定結果の通知が単一商品の場合においても、複合商品における上限価格を適用します。
- 属地TSOが発電上限に出力制約等が反映されておらず不適当と認めた場合、合計発電上限電力を修正します。

アセスメント I における供出可能量は、同一リソースが同一提供期間において複数約定していない場合は、当該リスト・パターンに含まれるリソースにおいて（需要リソースを用いる受電点参入のリソースは系統コードごとに）算定された値を当該リスト・パターンごとに合計した値とします。

同一リソースが同一提供期間において複数約定している場合は、当該リスト・パターンに含まれるリソースにおいて（需要リソースを用いる受電点参入のリソースは系統コードごとに）算定された値を当該リスト・パターンごとに合計し、控除 ΔkW 約定量※1を差し引いた値とします。

※1 当該リソースにおいて評価対象約定分の ΔkW 約定単価より ΔkW 約定単価が安い約定分および評価対象の約定分と ΔkW 約定単価が同一かつ既に評価を行った約定分の約定量合計

各計画の発電上限電力合計※2 +
各計画の基準値電力合計※3

供出可能量

各計画の発電計画電力合計※4 +
合計需要抑制計画電力

約定したパターン番号

ポジ

ネガ

高圧以上受電点
高圧以上機器点
低圧受電点
低圧機器点

高圧以上受電点
高圧以上機器点
低圧受電点
低圧機器点

ΔkW
約定量

合計需要抑制
計画電力
合計発電計画
電力

供出可能量が ΔkW
約定量を上回っており
リソース要件適合

ΔkW
約定量

合計需要抑制
計画電力
合計発電計画
電力

供出可能量が ΔkW
約定量を下回っており
リソース要件不適合

出力制約反映

ΔkW
約定量

合計需要抑制
計画電力
合計発電計画
電力

供出可能量が ΔkW
約定量を下回っており
リソース要件不適合

TSOが出力制約
等を反映

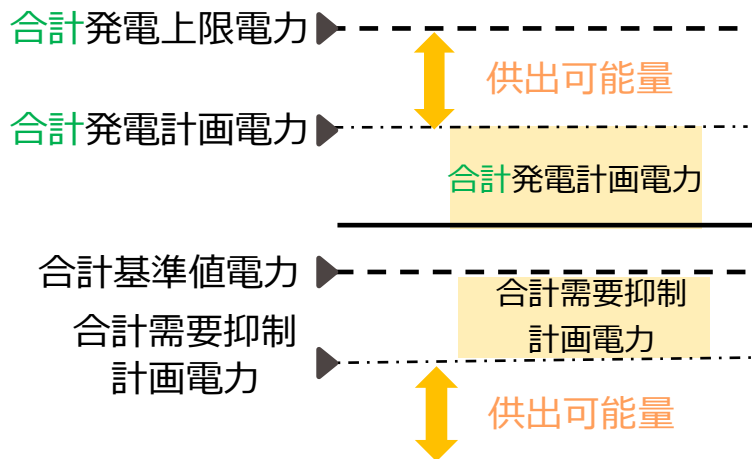
- ※2 合計発電上限電力、高圧機器点発電上限電力、発電上限合計電力（MMS）および低圧機器点発電上限電力を合計した値
 ※3 合計基準値電力、高圧機器基準値電力（アセス用）および低圧機器点基準値電力を合計した値
 ※4 合計発電計画電力、高圧機器点発電基準値電力（アセス用）および低圧機器点発電基準値を合計した値



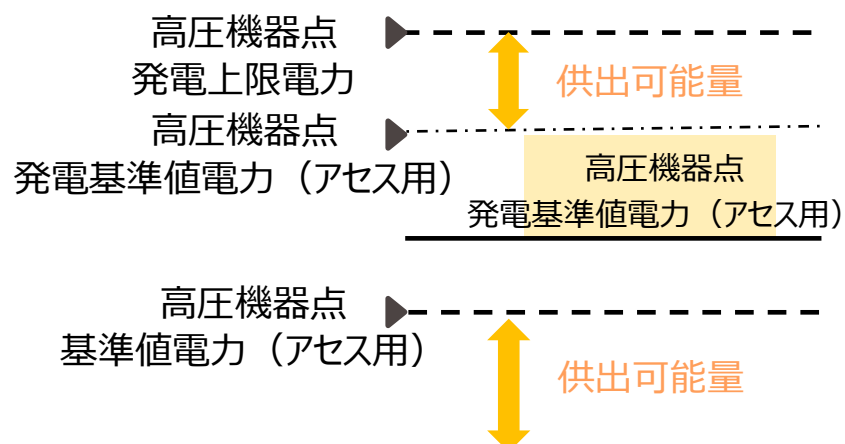
ネガポジリスト・パターンに含まれるリソースの算定

前スライドまでの発電機リスト・パターンおよび需要家リスト・パターンに含まれるリソースの算定で算出された値を合算した値とする

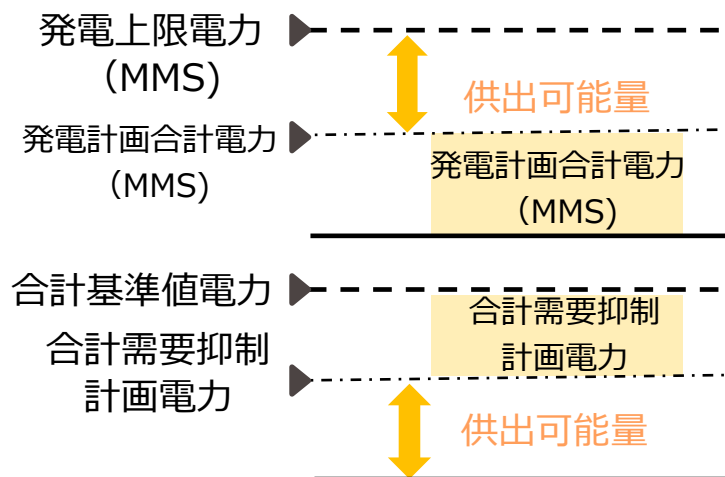
a 受電点の電圧が高圧以上で、受電点参入のリソース



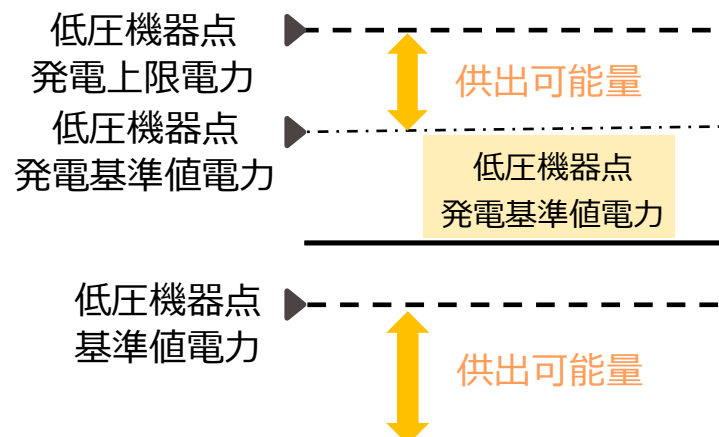
b 受電点の電圧が高圧以上で、機器点参入のリソース



c 受電点の電圧が低圧で、受電点参入のリソース



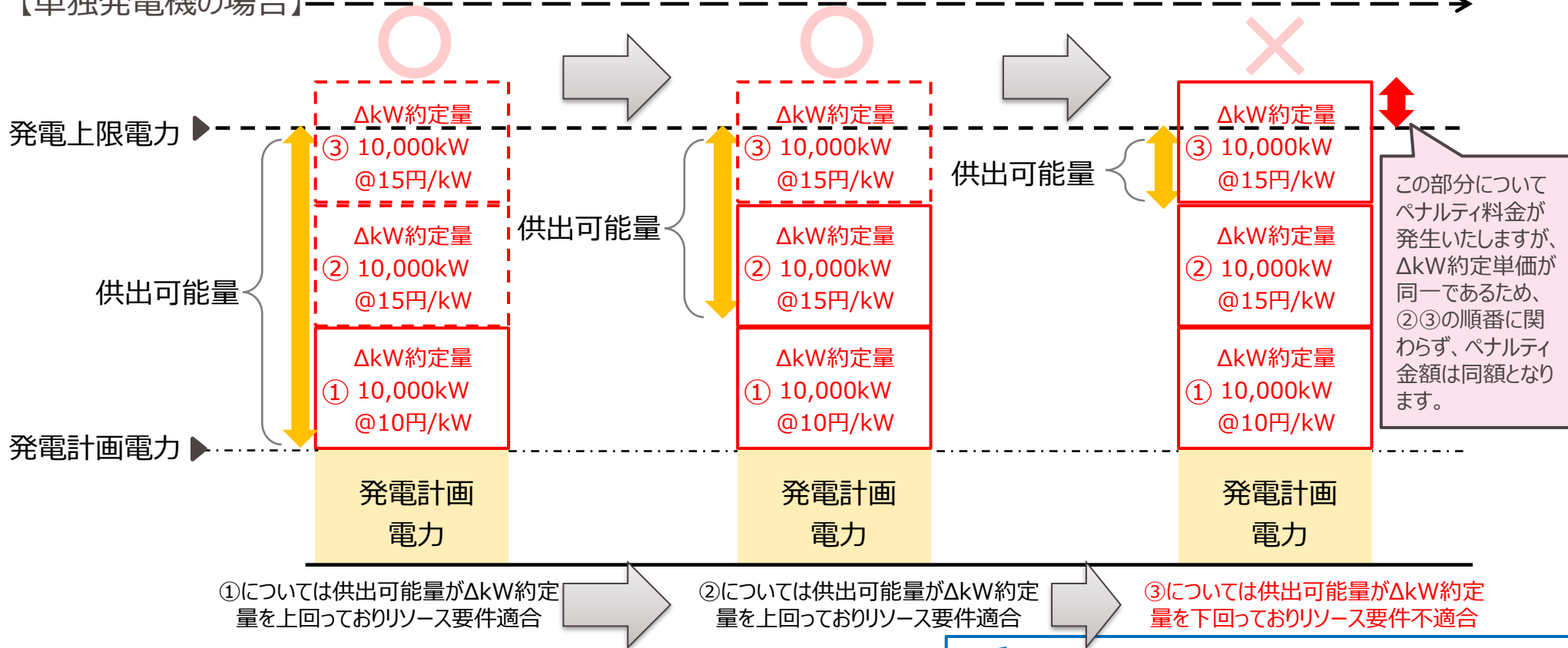
d 受電点の電圧が低圧で、機器点参入のリソース



- 同一リソースが同一提供期間において複数約定している場合、 ΔkW 約定単価が安い順にアセスメント I を実施いたします。
- 同一リソースのそれぞれの ΔkW 約定分について、控除 ΔkW 約定量（当該リソースにおいて評価対象約定分の ΔkW 約定単価より ΔkW 約定単価が安い約定分および評価対象の約定分と ΔkW 約定単価が同一かつ既に評価を行った約定分の約定量合計）を供出可能量から差し引いてアセスメント I を実施いたします。

ΔkW 約定単価が安いものからアセスメントを実施

【単独発電機の場合】-----→



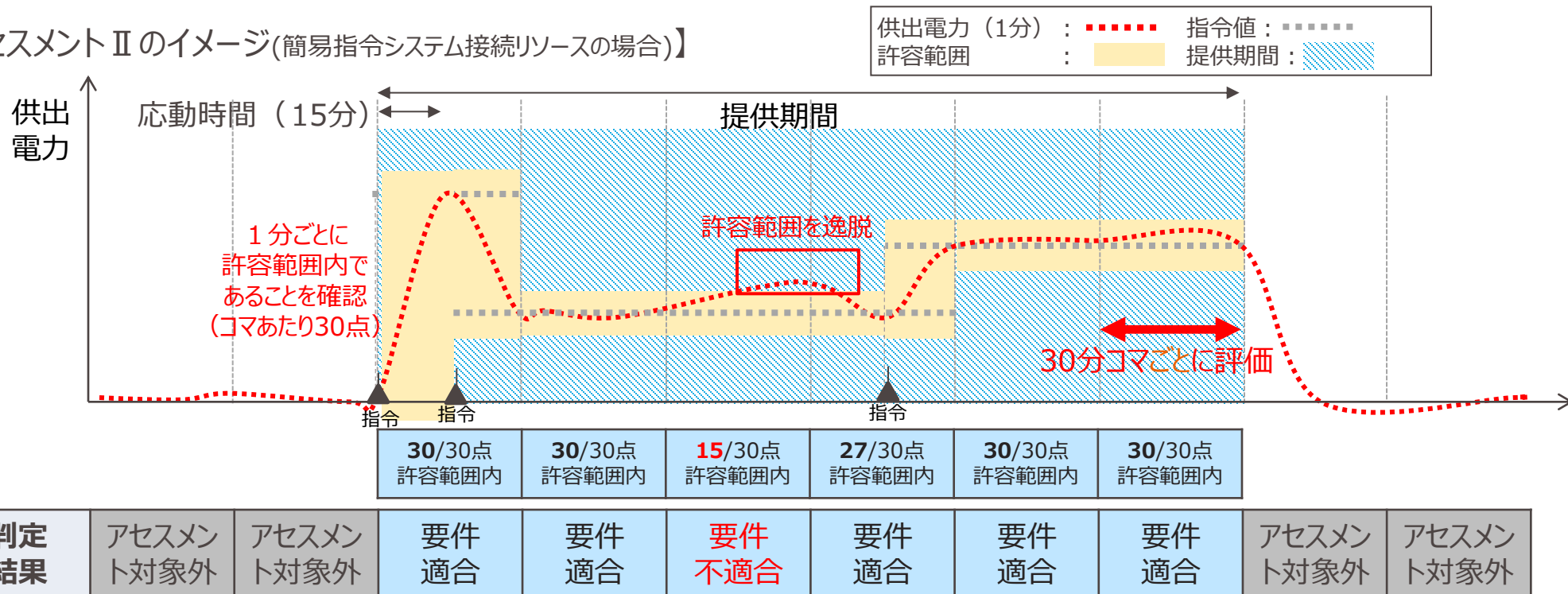
- 提供期間にトラブル等が発生した際には取引規程 第39条に定めるとおり、出力制約等を適切に反映した発電上限電力を設定いたします。
- 30分コマ内でトラブルが発生した際は、当該コマについては調整力として供出可能だった時間と提出されていた発電上限電力を平均してアセスメント I に用いる発電上限が設定されます。
- なお、発電計画等の計画類については反映可能なコマから速やかに反映いただく必要がございます。

出力制約等を適切に反映した発電上限電力を設定						
1 コマ目の 15 分に事故発生の場合			計画変更の間に合うコマから適切な計画を提出			
約定コマ	1	2	3	4	5	6
発電上限	<u>100→0</u>	0	0	(変更後計画) 0	(変更後計画) 0	<u>0→100</u>
約定量	100	100	100	100	100	100
アセスメント I に 用いる発電上限	<u>50</u>	0	0	0	0	<u>50</u>
アセス I	<u>一部不適合</u>	全量不適合	全量不適合	全量不適合	全量不適合	<u>一部不適合</u>



- アセスメントⅡは、提供期間の30分コマごとに実施します。
- リソースの供出電力（1分）が許容範囲内であることを1分ごとに確認することとし、各30分コマにおいて、計測点30点のうち90%(27点)以上が許容範囲内である場合に要件適合とします。
- なお、同一リソースが同一提供期間において複数約定している場合、リソース単位に Δ kW約定量を合計して一体でアセスメントⅡを実施します。
(同一提供期間において三次調整力②、三次調整力①、二次調整力②に約定している場合、三次調整力②の約定量を加えた約定量に対しても最も高速な商品の評価方法に従った判定を行います。)
- 供出電力（1分）および許容範囲の具体的な算出方法については、次スライド以降で説明します。

【アセスメントⅡのイメージ(簡易指令システム接続リソースの場合)】



- アセスメントⅡに用いる供出電力（1分）は、属地TSOが取引会員から受信した瞬時供出電力から下記のとおり算出します。

○供出電力（1分）の算定式

- 専用線オンライン接続リソースの場合
受信した瞬時供出電力から算出した1分ごとの平均電力
 - 簡易指令システム接続リソースの場合
受信した瞬時供出電力
- なお、専用線オンラインで接続する場合は、取引規程第13条（リソース等が満たすべき要件）に定める瞬時供出電力が当該時間の終了時刻から1秒から5秒程度以内に送信されなかった場合で、属地TSOから求めがあった日の翌営業日までに通知が行われなかったことにより、供出電力（1分）が算定できなかったときは、当該供出電力（1分）について許容範囲を逸脱したものとして扱います。
 - また、簡易指令システムで接続する場合は、取引規程第13条（リソース等が満たすべき要件）に定める瞬時供出電力が当該コマの次の30分コマの終了時刻までに送信されなかった場合で、属地TSOから求めがあった日の翌営業日までに所定の様式34（三次調整力②・三次調整力①・二次調整力②共通 瞬時供出電力通知書 兼 需要実績通知書）等による通知が行われなかったことにより、供出電力（1分）が算定できなかったときは、当該供出電力（1分）について許容範囲を逸脱したものとして扱います。
 - ただし、単独発電機の場合は補正計測電力、各リスト・パターンの場合は合計補正計測電力および合計機器点補正計測電力を合算した値を30分コマごとに平均した値が、欠測等により託送計量器および機器点の特例計量器等により計量された電力量を2倍して電力に換算した値と比較し、一定の閾値を超えるかい離があった場合は、取引会員と属地TSOにおいて協議を行うこととし、かい離の原因が取引会員が用いる計量器と託送計量器もしくは機器点の特例計量器等の計測誤差または取引会員が用いる計量器と託送計量器もしくは機器点の特例計量器等の異常等にもとづくものと属地TSOが認めるときに限り、取引会員に対し、アセスメントⅡに用いる実績の代用データの提出を求め、あらためて供出電力（1分）を定めます。属地TSOが認めないと判断した場合は、アセスメントⅡの不適合等の処置を実施します。



- 簡易指令システムで接続し出力変化量指令を選択する場合、アセスメントⅡの許容範囲は、下記にて算定します。
三次調整力①の応動時間は15分のため、属地TSOから送信された指令値の到達時刻の直前の15分間を「指令値変更に伴い応動している時間※¹」として扱います。(なお、新規の指令がない場合の指令量は、直近の指令量を継続するものとします。)

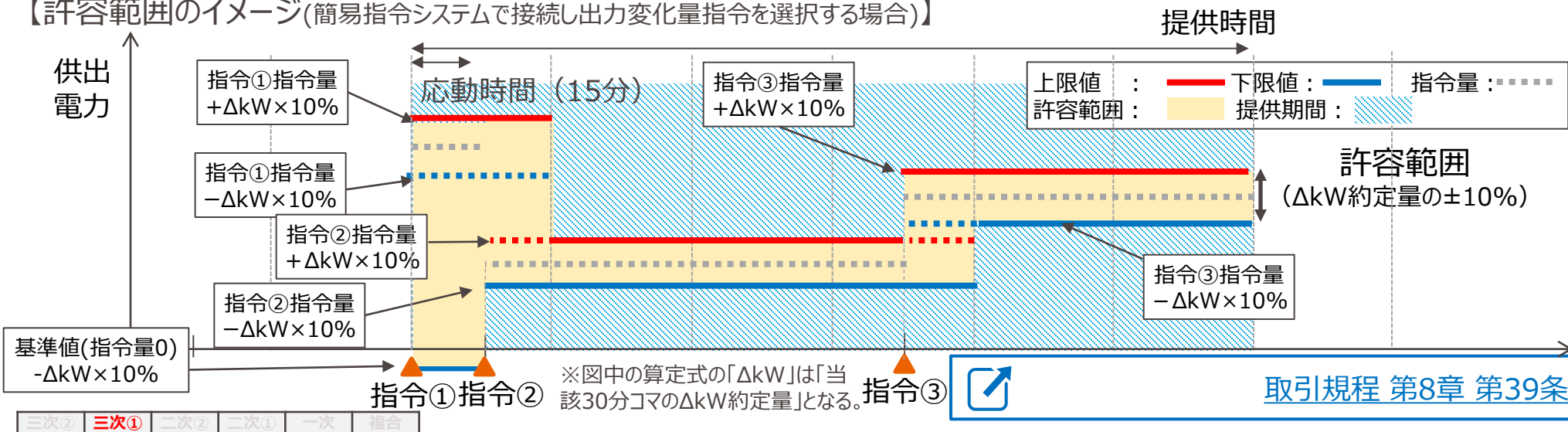
※1「指令値変更に伴い応動している時間」が正分（毎分ゼロ秒）を除く時刻に開始および終了する場合は、「指令値変更に伴い応動している時間」として扱う対象は、当該開始時刻の直前の正分から当該終了時刻の直後の正分までといたします。（180スライド参照）

○許容範囲の算定式（簡易指令システムで接続し出力変化量指令を選択する場合）

①指令値変更に伴い 応動している時間を除く時間	{	下限値：指令量－当該30分コマの $\Delta k W$ 約定量 $\times 10\%$ 上限値：指令量＋当該30分コマの $\Delta k W$ 約定量 $\times 10\%$
②増加方向への指令値変更に伴い 応動している時間	{	下限値：変更前指令量－当該30分コマの $\Delta k W$ 約定量 $\times 10\%$ 上限値：変更後指令量＋当該30分コマの $\Delta k W$ 約定量 $\times 10\%$
③減少方向への指令値変更に伴い 応動している時間	{	下限値：変更後指令量－当該30分コマの $\Delta k W$ 約定量 $\times 10\%$ 上限値：変更前指令量＋当該30分コマの $\Delta k W$ 約定量 $\times 10\%$

※到達時刻の15分前より以前に属地TSOが指令値の変更または取消を行った場合、変更前または取消前の指令は許容範囲の算定に用いないものとします。

【許容範囲のイメージ(簡易指令システムで接続し出力変化量指令を選択する場合)】



- 簡易指令システムで接続し出力調整指令（数値指令）を選択する場合、アセスメントⅡの許容範囲は、下記にて算定します。出力変化量指令を選択する場合と同じく、三次調整力①の応動時間は15分のため、属地TSOから送信された指令値の到達時刻の直前の15分間を「指令値変更に伴い応動している時間※¹」として扱います。
(なお、新規の指令がない場合の指令量は、直近の指令量を継続するものとします。)

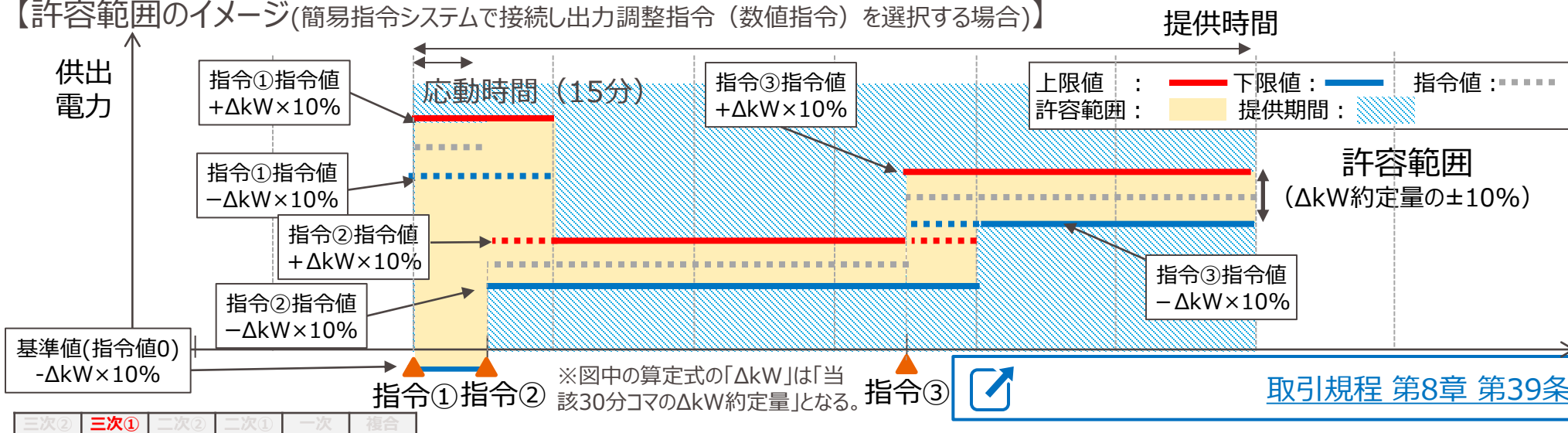
※1「指令値変更に伴い応動している時間」が正分（毎分ゼロ秒）を除く時刻に開始および終了する場合は、「指令値変更に伴い応動している時間」として扱う対象は、当該開始時刻の直前の正分から当該終了時刻の直後の正分までといたします。（180スライド参照）

○許容範囲の算定式（簡易指令システムで接続し出力調整指令（数値指令）を選択する場合）

①指令値変更に伴い 応動している時間を除く時間	下限値：指令値－当該30分コマの $\Delta k W$ 約定量 $\times 10\%$ 上限値：指令値＋当該30分コマの $\Delta k W$ 約定量 $\times 10\%$
②増加方向への指令値変更に伴い 応動している時間	下限値：変更前指令値－当該30分コマの $\Delta k W$ 約定量 $\times 10\%$ 上限値：変更後指令値＋当該30分コマの $\Delta k W$ 約定量 $\times 10\%$
③減少方向への指令値変更に伴い 応動している時間	下限値：変更後指令値－当該30分コマの $\Delta k W$ 約定量 $\times 10\%$ 上限値：変更前指令値＋当該30分コマの $\Delta k W$ 約定量 $\times 10\%$

※到達時刻の15分前より以前に属地TSOが指令値の変更または取消を行った場合、変更前または取消前の指令は許容範囲の算定に用いないものとします。

【許容範囲のイメージ（簡易指令システムで接続し出力調整指令（数値指令）を選択する場合）】



- 専用線オンラインで接続し、余力活用に関する契約を締結している単独発電機に対してEDC制御を行った場合、「指令変更に伴い応動している時間※1」は、各エリアのEDC仕様に指令値への到達を求める時間(168スライドのパターンa～cに示す事前審査時に到達を求める時間と同様)といたします。

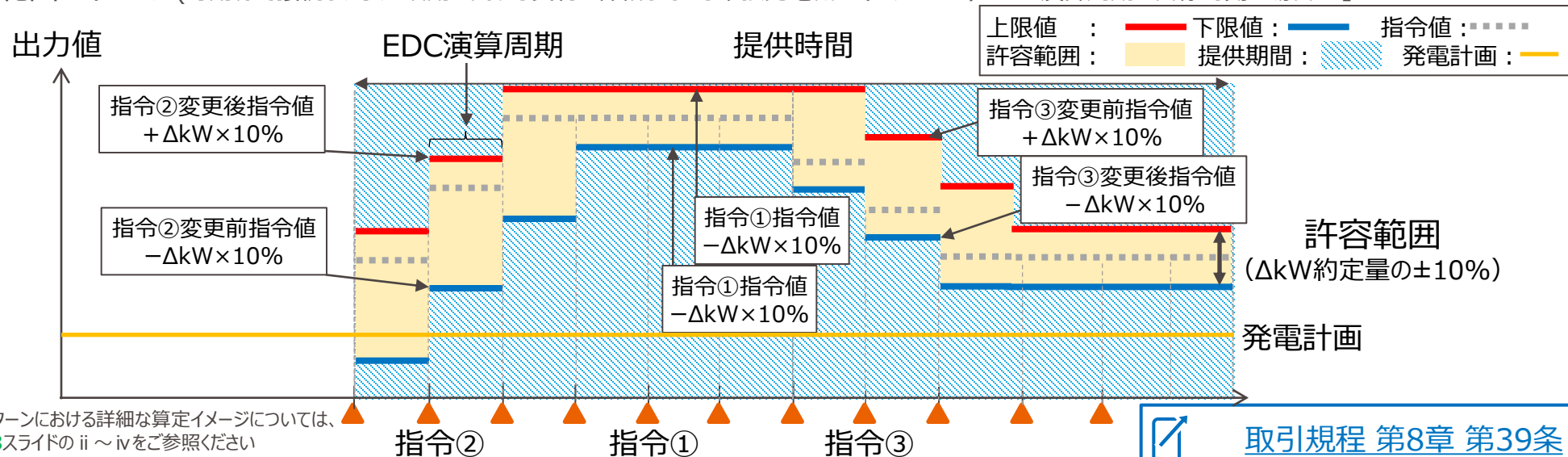
※1 「指令値変更に伴い応動している時間」が正分（毎分ゼロ秒）を除く時刻に開始および終了する場合は、「指令値変更に伴い応動している時間」として扱う対象は、当該開始時刻の直前の正分から当該終了時刻の直後の正分までといたします。（180スライド参照）

○許容範囲の算定式（専用線オンラインで接続し、余力活用に関する契約を締結している単独発電機の場合）※2

①指令値変更に伴い 応動している時間を除く時間	下限値：指令値－当該30分コマの $\Delta k W$ 約定量 $\times 10\%$ 上限値：指令値＋当該30分コマの $\Delta k W$ 約定量 $\times 10\%$
②増加方向への指令値変更に伴い 応動している時間	下限値：変更前指令値－当該30分コマの $\Delta k W$ 約定量 $\times 10\%$ 上限値：変更後指令値＋当該30分コマの $\Delta k W$ 約定量 $\times 10\%$
③減少方向への指令値変更に伴い 応動している時間	下限値：変更後指令値－当該30分コマの $\Delta k W$ 約定量 $\times 10\%$ 上限値：変更前指令値＋当該30分コマの $\Delta k W$ 約定量 $\times 10\%$

※2 各リスト・パターンの場合
は、指令量を用いて評価いた
します。

【許容範囲のイメージ（専用線で接続し、余力活用に関する契約を締結している単独発電機・（パターンa） EDC演算周期 $\leq$ 目標時刻の場合※3）】



※3 他パターンにおける詳細な算定イメージについては、
177、178スライドのii～ivをご参照ください

- 指令値変更に伴い応動している時間において再度指令を受けた場合のアセスメントⅡの許容範囲は、下記のとおり算定します。

○許容範囲の算定

複数の「指令値変更に伴い応動している時間」が重複し、いずれの指令値も $\Delta k W$ 約定量の範囲内の場合、それぞれの変更前の指令値を、

－簡易指令システムで接続または専用線オンラインで接続（各リスト・パターンまたは余力活用に関する契約を締結していない単独発電機）する場合
：15分間

－専用線オンライン接続（余力活用に関する契約を締結している単独発電機）する場合※1

：各エリアのEDC仕様にもとづき指令値への到達を求める時間

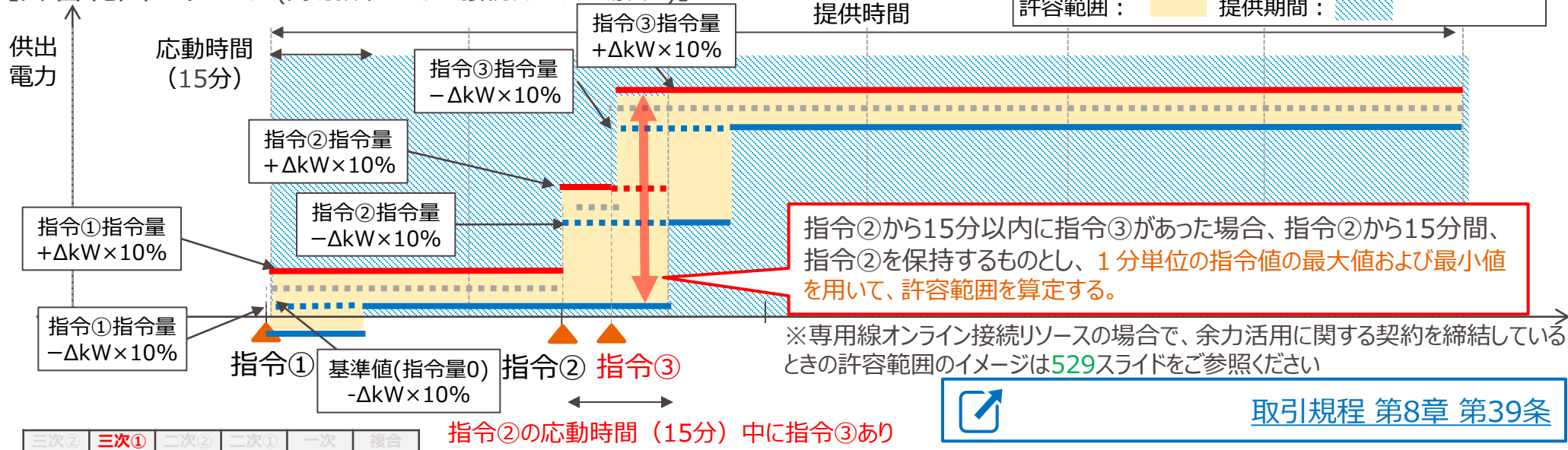
（168スライドのパターンa～cに示した事前審査時に到達を求める時間と同様）

保持するものとし、1分単位の許容範囲は、1分単位の指令値の最大値および最小値を用いて以下のとおり算定する。（なお、単独発電機の場合で、簡易指令システムで接続し、出力変化量指令を選択するリソースのとき、および、各リスト・パターンの場合は、指令値を指令量と読み替えます。）

「指令値の最小値－当該30分コマの $\Delta k W$ 約定量 $\times 10\%$ 」から「指令値の最大値＋当該30分コマの $\Delta k W$ 約定量 $\times 10\%$ 」の間

※1 余力活用に関する契約を締結していない場合の指令を行った場合、属地TSOが指令を送信してから15分間とします

【許容範囲のイメージ(簡易指令システム接続リソースの場合※)】



- 同一の系統コードのリソースが2ブロック以上に渡り三次調整力①に連続して約定した場合のアセスメントⅡにおける許容範囲は、次ブロックの指令量に対する応動であっても、当該30分コマの ΔkW 約定量をもとに下記のとおり算出します。

○許容範囲の算定式

①指令値変更に伴う応動時間を含まない場合

下限値：指令量－当該30分コマ ΔkW 約定量 $\times 10\%$ ，

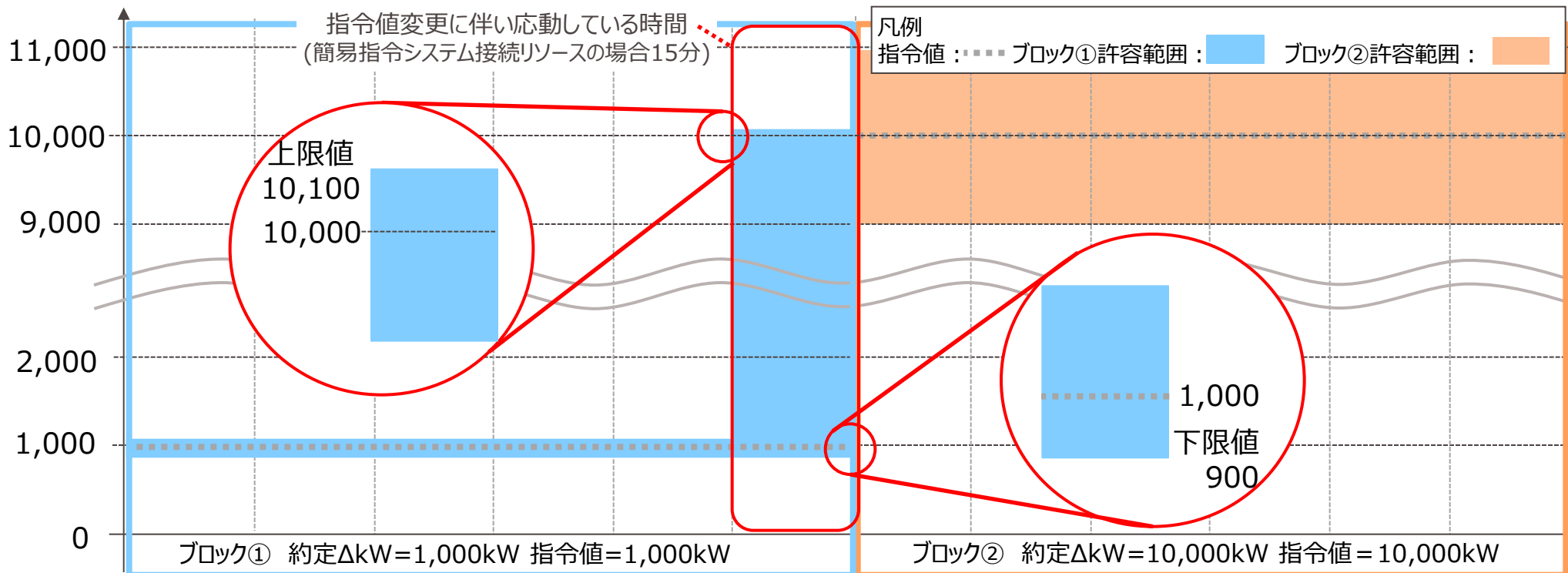
上限値：指令量＋当該30分コマ ΔkW 約定量 $\times 10\%$

②増加方向への指令値変更に伴い応動している時間

下限値：変更前指令量－当該30分コマ ΔkW 約定量 $\times 10\%$ ， 上限値：変更後指令量＋当該30分コマ ΔkW 約定量 $\times 10\%$

③減少方向への指令値変更に伴い応動している時間

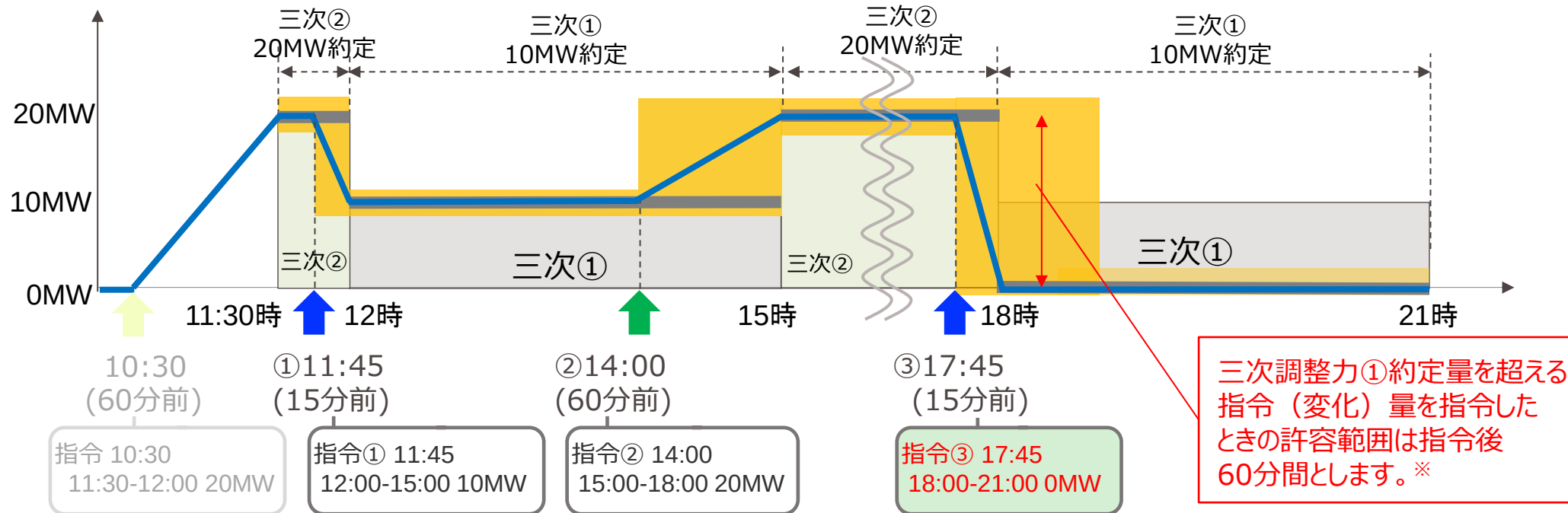
下限値：変更後指令量－当該30分コマ ΔkW 約定量 $\times 10\%$ ， 上限値：変更前指令量＋当該30分コマ ΔkW 約定量 $\times 10\%$



- 簡易指令システムで接続または専用線オンラインで接続（各リスト・パターンまたは余力活用に関する契約を締結していない単独発電機）する場合において、同一の系統コードのリソースが異なる商品区分に連続で約定した場合は、同一の系統コードのリソースで、同一商品区分の約定ブロックが連続した場合と同様の考え方にもとづき、以下のとおり指令およびアセスメントⅡを実施いたします。
- 指令方法は、二次調整力②は約定ブロックの5分前、三次調整力①は約定ブロックの15分前、三次調整力②は約定ブロックの60分前までにそれぞれ指令します。
- アセスメントⅡは、指令に追従している応動時間に対して、変更前指令量と変更後指令量から許容範囲を設定します。ただし、三次調整力②→三次調整力①または二次調整力②の順で連続約定した場合、三次調整力①または二次調整力②の約定量を超える変化量の指令をしたときの応動時間は60分間とします。＊

【許容範囲の例】

■ アセスメントⅡ許容範囲 ■ 三次①約定範囲 ■ 三次②約定範囲 ■ 指令量 ■ 応動実績



＊三次調整力①→二次調整力②に連続約定した場合は、15分間となります。

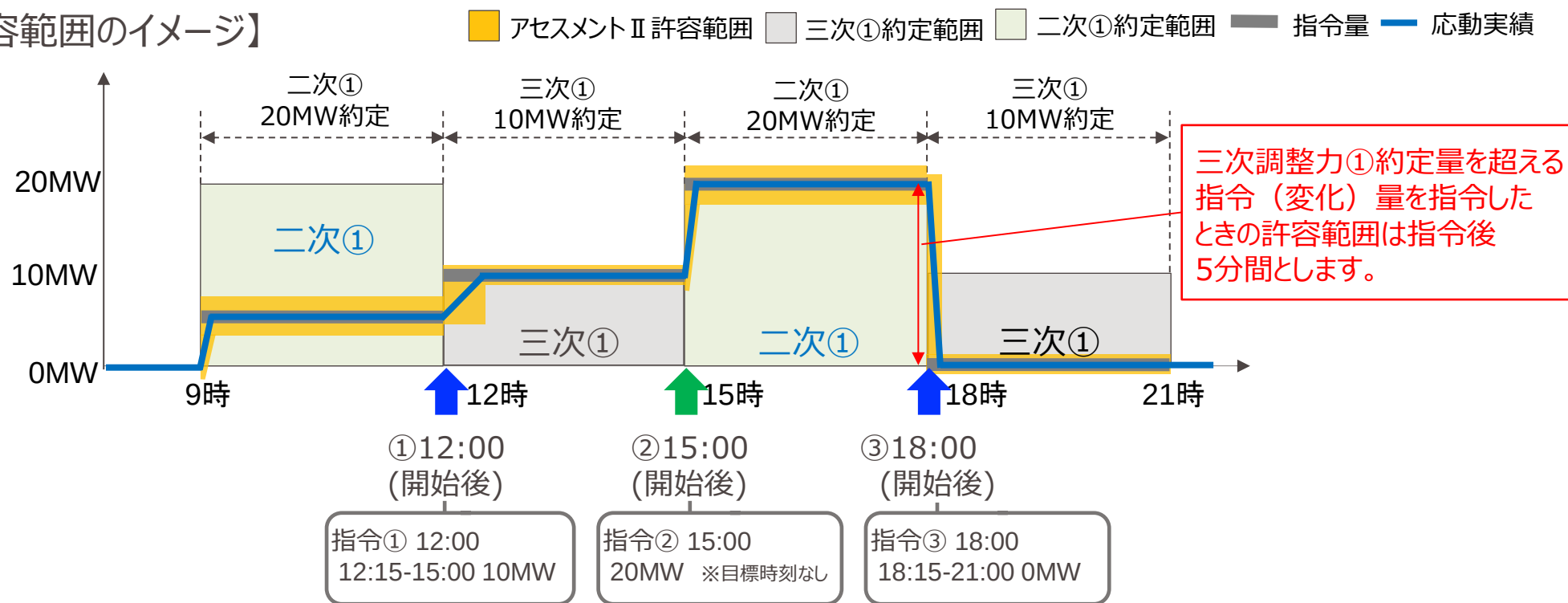


取引規程 第7章 第35条、第8章 第39条

- 同一リソースが余力活用に関する契約を締結していない場合で、三次調整力①に約定している提供期間の前の提供期間において、二次調整力①に約定している場合は、以下のとおりアセスメントⅡを実施いたします。
- 三次調整力①の提供期間の開始時刻における指令値変更について、変更前指令値と変更後指令値の差が三次調整力①の約定量を超えている場合に限り、「指令値変更に伴い応動している時間」は5分間とします。
- ただし、当該リソースの三次調整力①が出力調整指令（数値指令）を選択し、属地TSOと協議した二次調整力①の指令が出力変化量指令または出力増減指令（接点信号）の場合は変更前指令値を出力調整指令（数値指令）および出力増減指令（接点信号）に換算※します。

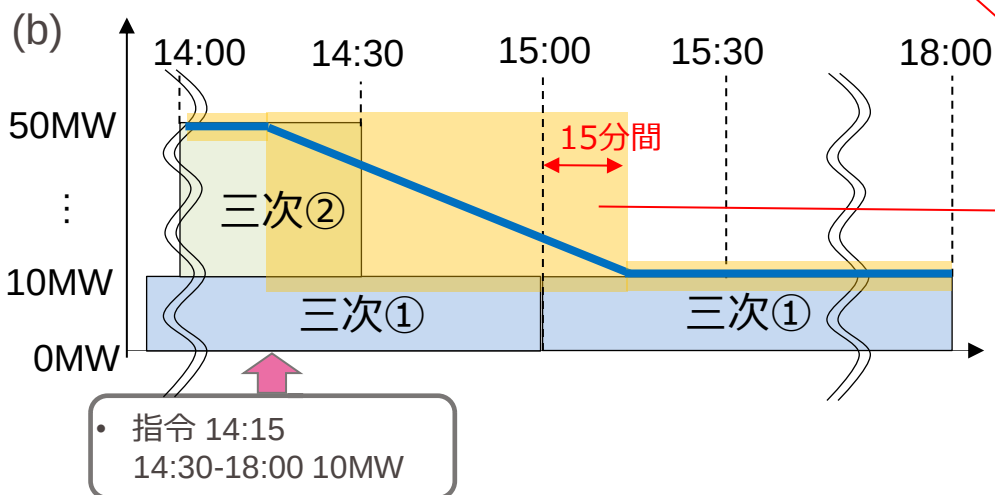
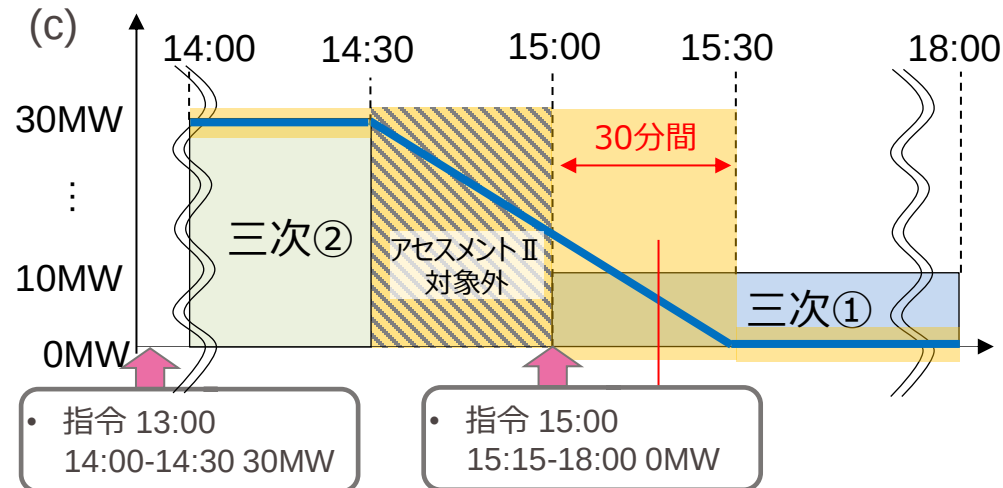
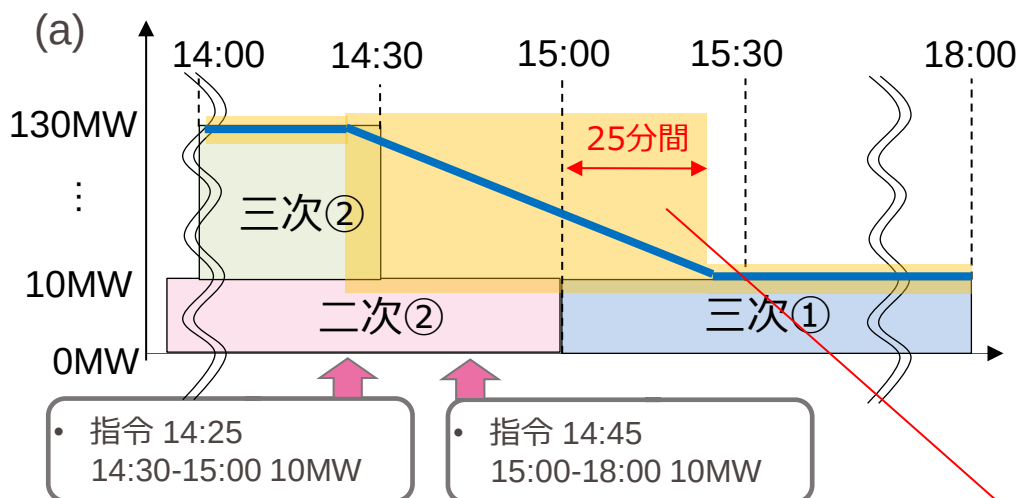
※ 変更前指令値の換算については次々スライドを参照ください。

【許容範囲のイメージ】



- 同一リソースが余力活用に関する契約を締結していない場合で、三次調整力②から三次調整力①へ連続的に約定しない場合、三次調整力①の前の30分コマの約定商品および許容範囲等を参照し、三次調整力①約定コマの一部の許容範囲を変更※します。
※ただし、変更処理により許容範囲が減少する場合は変更しない。

【許容範囲の例】 ■ 二次②約定範囲 ■ 三次①約定範囲 ■ 三次②約定範囲 — 応動実績 ■ アセスメントⅡ許容範囲



三次①（15:00～）の前のコマの約定商品に応じて、三次①約定コマの許容範囲を以下のとおり一部変更する。

(a) 三次①の前の30分コマで二次②約定の場合、三次①約定コマの開始時刻から25分間、前の30分コマの最終の許容範囲（上限値）を引き継ぐ。

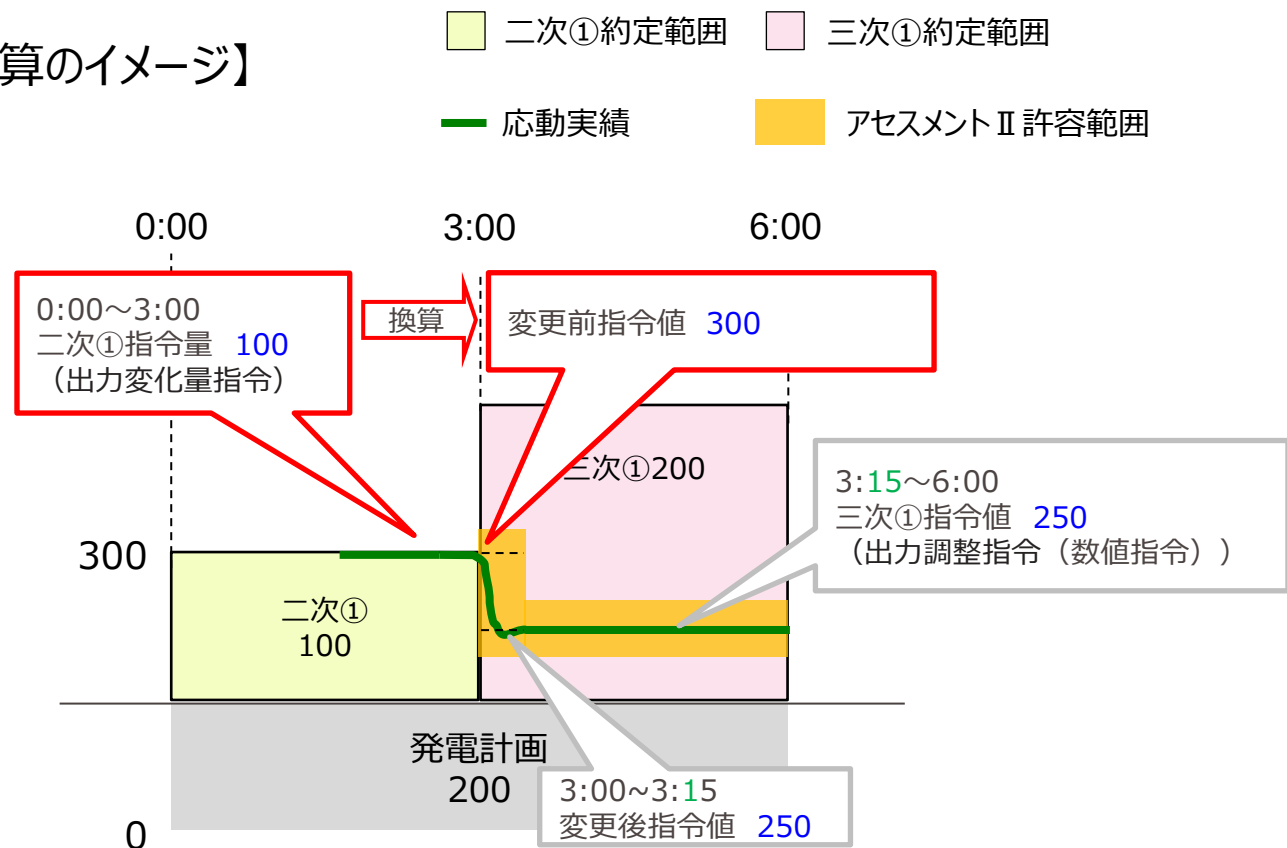
(b) (a)以外の場合で、三次①の前の30分コマで三次①約定のとき、三次①約定コマの開始時刻から15分間、前の30分コマの最終の許容範囲（上限値）を引き継ぐ。

(c) (a)および(b)以外の場合、三次①約定コマの開始時刻から30分間、許容範囲の上限値を「三次②最終の指令値 + 三次①ΔkW約定量×10%」に変更する。



- 変更前指令値の換算について、以下のとおり。

【変更前指令値の換算のイメージ】



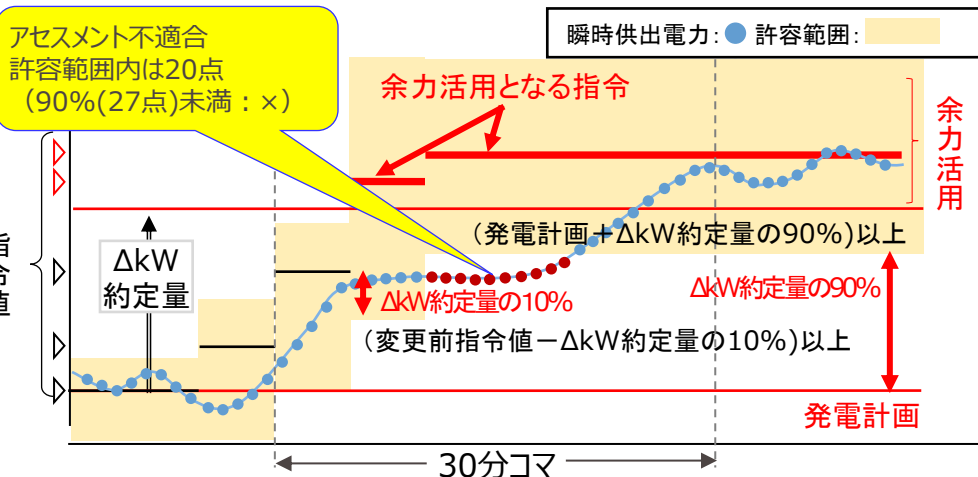
- 以下に該当する30分コマについては、アセスメントⅡの対象外といたします。
 - 余力活用に関する契約を締結していない場合で、取引規程第26条（取引対象の ΔkW ）に定める ΔkW の要件を超えて指令を行った時間を含むとき
 - 余力活用に関する契約を締結している場合で、取引規程第26条（取引対象の ΔkW ）第1項(2)に定める指令以外の方法で指令を行った時間を含むとき
 - 余力活用に関する契約において、二次調整力①に相当する機能で契約を締結していない場合で、LFCを使用した時間を含むとき
- 約定したリソースが余力活用に関する契約を締結している場合で、 ΔkW 約定量以上の余力の部分を使用した時間を含むときにおいても、 ΔkW の約定量の範囲内で属地TSOの指令に従い実際に調整していることは確認いたします。

ΔkW 約定量以上の余力の部分を使用した時間を含む場合に属地TSOの指令に従い実際に調整しているかどうかの確認方法

※下図は、単独発電機かつ出力調整指令（数値指令）の場合をイメージしております。

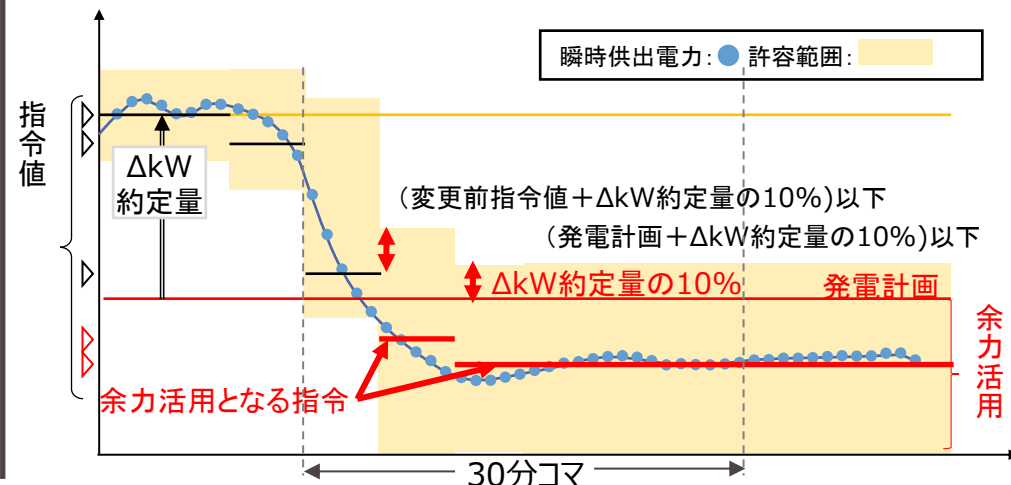
①発電計画電力を基準として ΔkW 約定量の範囲外に上げ指令を行った場合の許容範囲

(変更前指令値 $-\Delta kW$ 約定量の10%) もしくは
(発電計画 $+\Delta kW$ 約定量の90%) のいずれか小さい方以上



②発電計画電力を基準として ΔkW 約定量の範囲外に下げ指令を行った場合の許容範囲

(変更前指令値 $+\Delta kW$ 約定量の10%) もしくは
(発電計画 $+\Delta kW$ 約定量の10%) のいずれか大きい方以下



ΔkW 約定量以上の余力の部分を使用した時間を含む場合、属地TSOの指令に追従していることを上記許容範囲で確認し追従していることを確認できない場合はアセスメントⅡの不適合となります。

- 属地TSOは必要に応じて、機器点参入に用いるリソースの応動実績値を取引会員へ事前の通知なしに直接確認することができます。
- 応動実績値の確認を求められた取引会員は、その求めに遅滞なく応じる必要があります。
- 上記確認の結果、アセスメントⅡに提出された応動実績値に改ざん等の不正行為があると属地TSOが判断した場合、アセスメントⅡの不適合等の処置の実施および取引規程（需給調整市場）第41条（アセスメント要件不適合時の対応）第4項の処分を行います。
- なお、当該取引における取引規程（需給調整市場）第46条(決済の対象)に定める約定料金およびペナルティ料金に係る支払期日は、取引規程（需給調整市場）第51条（料金等の授受）にかかわらず、協議が完了した翌月の末日(当該日が金融機関の休業日の場合はその直前の休業日でない日)とします。



- 同一リソースが同一提供期間において、以下に該当する場合は、取引規程別冊（三次調整力①）第39条（アセスメント）(2)から(5)の定めにかかわらず、取引規程別冊（複合約定）第39条（アセスメント）に定めるアセスメントⅡを実施するものとし、その結果は約定している全ての商品ごとに適用するものとします。
 - 二次調整力②、二次調整力①、一次調整力または、複合商品のいずれか、または複数に同時に約定している場合
 - 余力活用に関する契約において、三次調整力②に相当する機能、二次調整力②に相当する機能、二次調整力①に相当する機能、一次調整力に相当する機能のいずれか、または複数の機能で契約を締結している場合



- 前スライドまでに記載のとおり、アセスメントⅡにおける許容範囲は、指令値変更に伴い応動している時間について、変更前後の指令値をもとに設定いたします。一方、余力活用に関する契約を締結していない場合、商品ブロック開始時点※においては変更前指令値が存在しないことから、下記のとおり扱うことといたします。

※同一の単独発電機または、需要家リスト・パターン（同一の系統コード）が連続して約定している場合は、最初の商品ブロックの開始時刻といたします。

○余力活用に関する契約を締結していない場合の商品ブロック開始時点の指令量・指令値の扱い

a 単独発電機の場合

- (a) 簡易指令システムで接続し出力変化量指令を選択するとき : 約定した商品ブロックの開始時刻から開始15分後までの指令量はゼロとする。
簡易指令システムで接続し出力調整指令（数値指令）を選択するとき :
約定した商品ブロックの開始時刻から開始15分後までの指令値は発電計画電力とする。
- (b) 専用線オンラインで接続するときは : 約定した商品ブロックの初回の指令値に対する変更前指令値は発電計画電力とする。

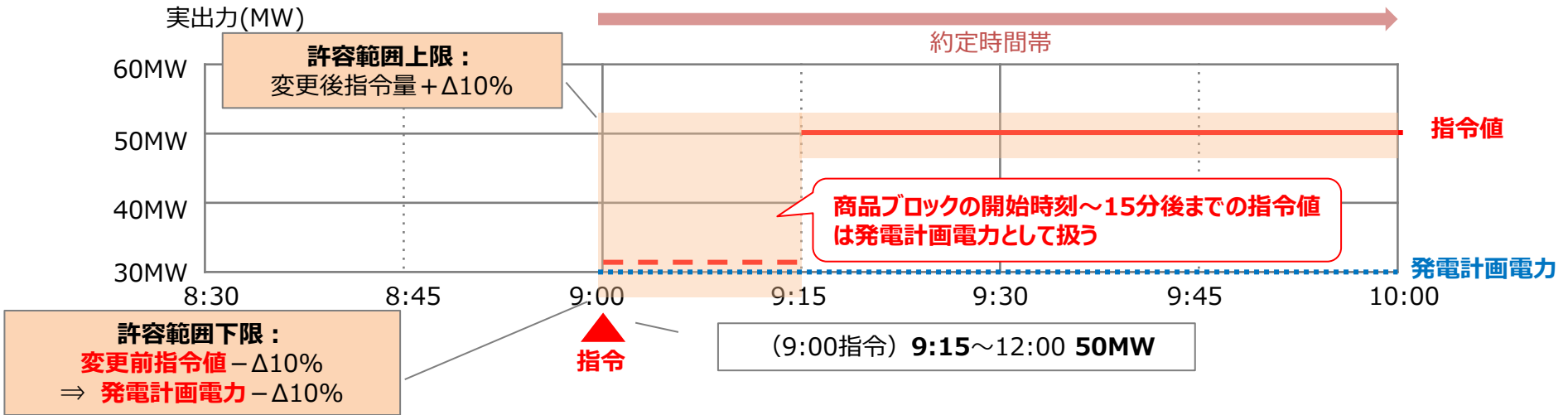
b 需要家リスト・パターンを用いる場合

- (a) 簡易指令システムで接続するとき : 約定した商品ブロックの開始時刻から開始15分後までの指令量はゼロとする。
- (b) 専用線オンラインで接続するとき : 約定した商品ブロックの初回の指令値に対する変更前指令量はゼロとする。

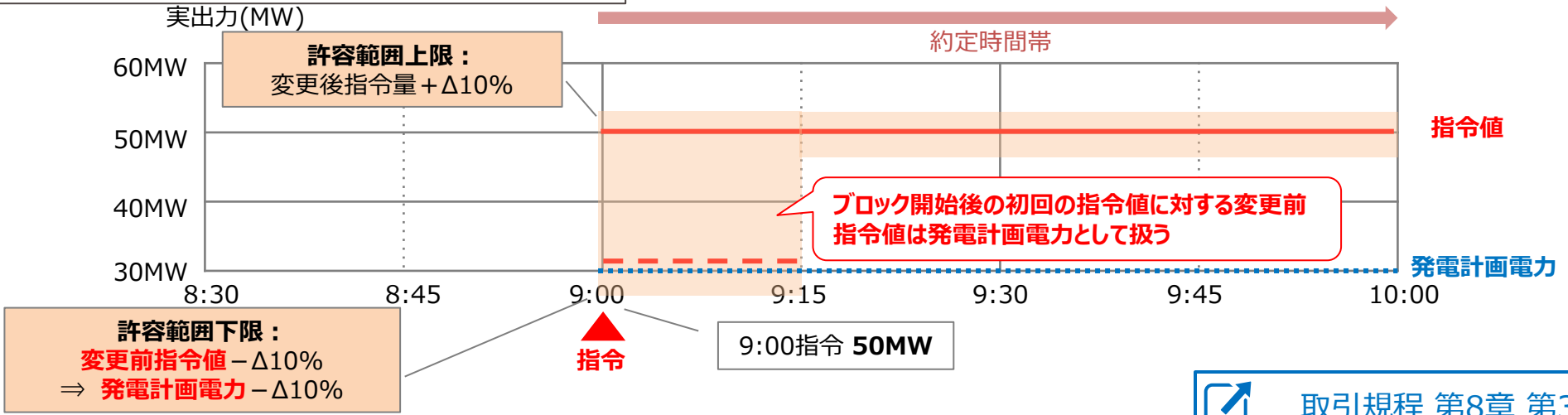
例：簡易指令システムで接続する発電機で、出力変化量指令を選択するとき
（＝指令量にもとづくアセスメントⅡを実施するとき）



例：簡易指令システムで接続する単独発電機で、出力調整指令（数値指令）を選択するとき（＝指令値にもとづくアセスメントⅡを実施するとき）



例：専用線オンラインで接続する単独発電機のととき（＝指令値にもとづくアセスメントⅡを実施するとき）



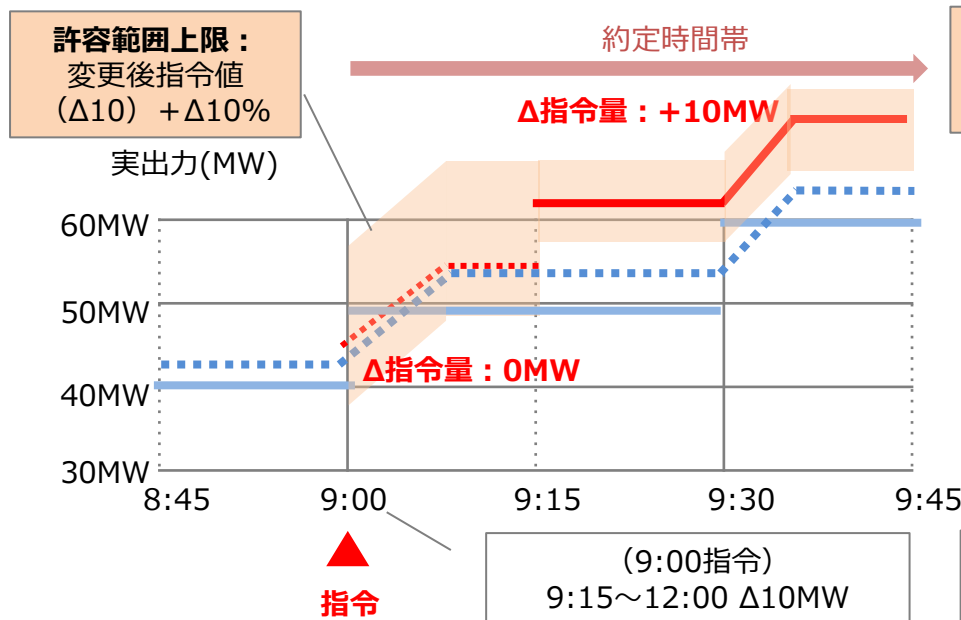
- なお、簡易指令システムで接続し出力調整指令（数値指令）を選択する場合、および専用線オンラインを選択する場合、ブロック開始時点で30分単位の発電計画電力に従った運転を行っていることを前提に許容範囲が設定されることに留意した入札を行っていただく必要があります。

※余力活用に関する契約のない単独発電機に出力調整指令（数値指令）を行う場合、属地TSOは発電計画電力をもとに指令値を作成することから、ブロック開始時点においても発電計画電力にしたがった応動を求める形といたします。

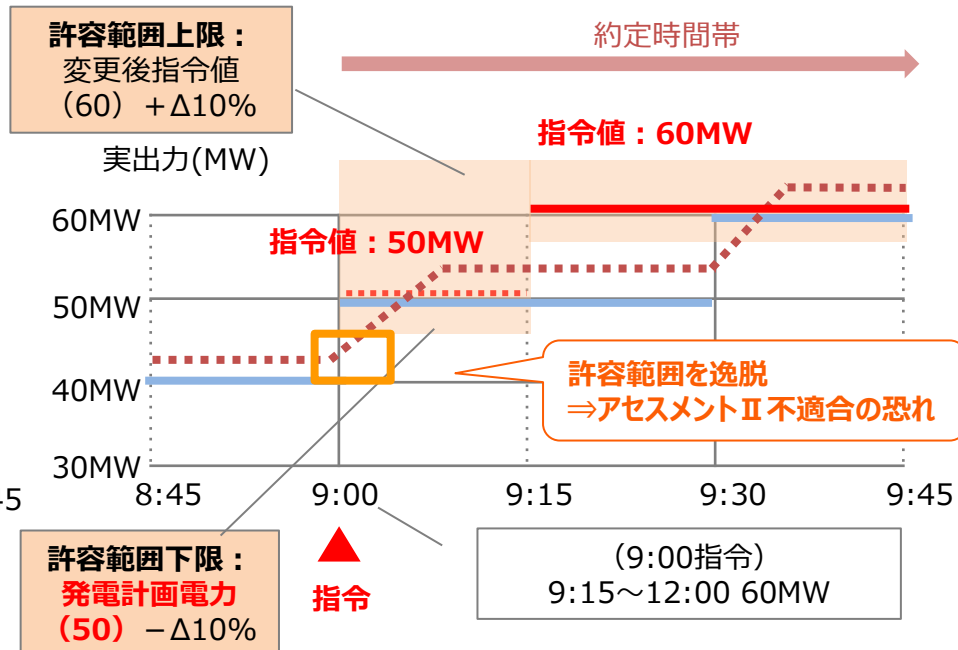
※下記の例のように、コマ内で出力を増加させる応動を基準としていた場合、出力変化量指令を行う場合は1分単位で設定された1分発電計画電力をもとに許容範囲を設定するため問題ありませんが、右の例のように30分単位の発電計画電力をもとに許容範囲を設定する場合、取引会員にて想定する応動（赤点線）と許容範囲がかい離する場合があるため、入札時に注意ください。

簡易指令システムで接続する単独発電機の例

出力変化量指令を選択する場合のイメージ



出力調整場合（数値指令）を選択する場合のイメージ



..... : 1分基準値
(1分発電計画電力)

—— : 発電計画
(30分kW換算)

..... : 取引会員が想定する応動

—— : 発電計画 (30分kW換算)



- 中部エリアにおいては、専用線における指令を出力増減指令（接点信号）により行います。
- 実働試験およびアセスメントⅡにおきましては、属地TSOが指令を作成するための目標値として用いた数値を実働試験およびアセスメントⅡの指令値として扱うこととします。
- 実働試験やアセスメントⅡの結果について、不適合が判明したときは、取引会員の求めに応じ、所定の様式により、事後的に属地TSOから取引会員に対し不適合となった30分コマの目標値を開示します。
- また、EDC目標時刻がEDC演算周期よりも短い中国・四国・九州エリアについても、専用線を用いた実働試験やアセスメントⅡの結果について、不適合が判明したときは、取引会員の求めに応じ、所定の様式により、事後的に属地TSOから取引会員に対し不適合となった30分コマの指令値を開示します。

- 約定したリソースが余力活用に関する契約を締結している場合で、ΔkW約定量を上回る範囲（以下、「上げ余力」といいます。）または下回る範囲（以下、「下げ余力」といいます。）への指令行ったときは、ΔkW約定量の範囲内で属地TSOの指令に追従していることを確認するために、以下のとおり許容範囲を算定します。

簡易指令システムで接続し出力変化量指令を選択する単独発電機、または需要家リスト・パターンの例

	許容範囲の算定区分	変更前指令量	変更後指令量	許容範囲の算定式
①	指令値変更に伴い応動している時間を除く時間	上げ余力内で一定		「当該30分コマのΔkW約定量×90%」以上
②		下げ余力内で一定		「当該30分コマのΔkW約定量×10%」以下
③	増加方向への指令値変更に伴い応動している時間	ΔkW約定量の範囲	上げ余力	「変更前指令量－当該30分コマのΔkW約定量×10%」以上
④		上げ余力	上げ余力	「当該30分コマのΔkW約定量×90%」以上
⑤		下げ余力	ΔkW約定量の範囲	「変更後指令量＋当該30分コマのΔkW約定量×10%」以下
⑥		下げ余力	下げ余力	「当該30分コマのΔkW約定量×10%」以下
⑦		下げ余力	上げ余力	制限無し（全域）
⑧		上げ余力	ΔkW約定量の範囲	「変更後指令量－当該30分コマのΔkW約定量×10%」以上
⑨	減少方向への指令値変更に伴い応動している時間	上げ余力	上げ余力	「当該30分コマのΔkW約定量×90%」以上
⑩		ΔkW約定量の範囲	下げ余力	「変更前指令量＋当該30分コマのΔkW約定量×10%」以下
⑪		下げ余力	下げ余力	「当該30分コマのΔkW約定量×10%」以下
⑫		上げ余力	下げ余力	制限無し（全域）

※ 単独発電機の場合で、簡易指令システムで接続し、出力調整指令（数値指令）を選択するとき、または専用線オンラインで接続するときは、表中における指令量を指令値に読み替えます。また、①②④⑥⑨⑪の許容範囲の算定においては、上表の算定式に「当該30分コマの発電計画電力」を加算します。

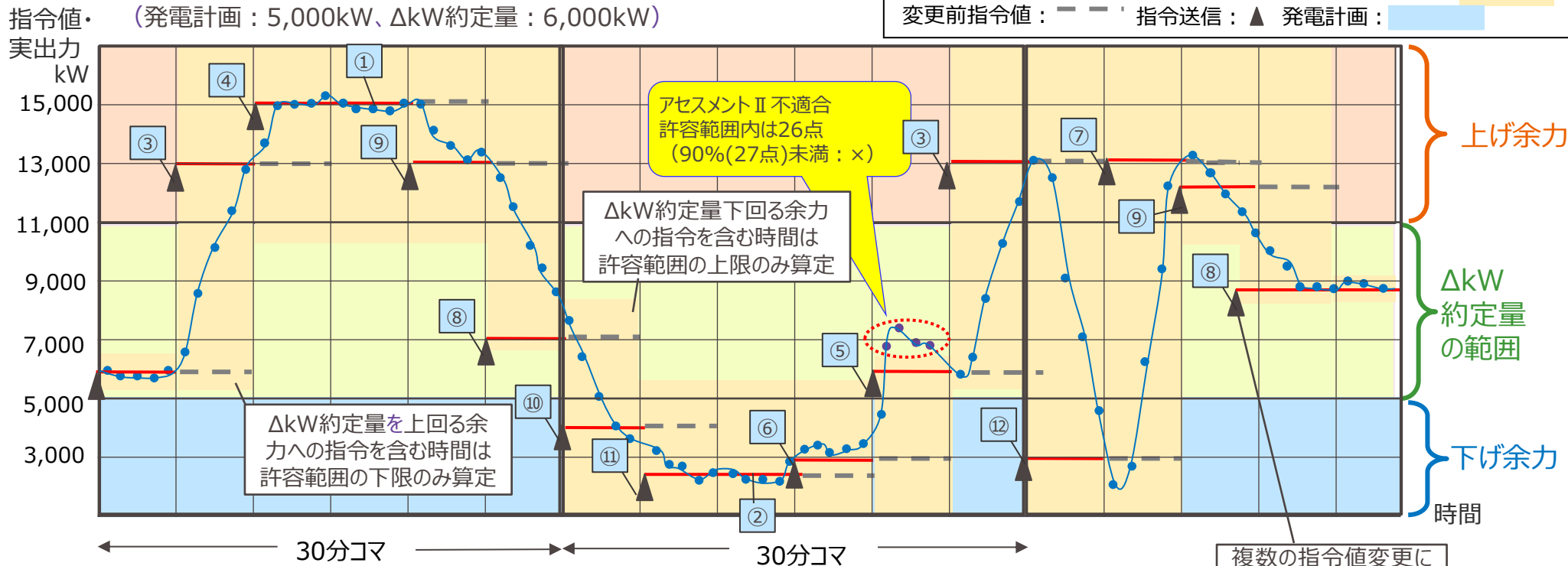
※ 許容範囲のイメージ図は次スライド参照ください。



<専用線単独発電機の例>

(発電計画：5,000kW、 ΔkW 約定量：6,000kW)

変更後指令値：— 供出電力(1分)：●●● 許容範囲：
 変更前指令値：- - - 指令送信：▲ 発電計画：■



複数の指令値変更に伴い応動している時間が重複し、余力への指令を含む場合は、指令値の最小値または最大値を元に許容範囲を算定



別冊（二次調整力②） アセスメント

- アセスメント I については、 ΔkW の供出可能量が、 ΔkW 約定量を下回っていないかを確認します。
- 同一リソースが同一提供期間において複数約定している場合は、 ΔkW 約定単価が安い順にアセスメント I を実施いたします。なお、取引規程（需給調整市場）第44条（返還情報の登録）第2項各号のいずれかまたは複数に該当する場合を除き、複合市場商品の ΔkW 約定単価が上限価格を超えている場合にアセスメント I に用いる ΔkW 約定単価は、約定した複合市場商品の上限価格とします。ただし、複合商品に入札した場合、取引規程別冊（複合約定）第33条（約定の通知）第1項にもとづく約定結果の通知が単一商品の場合においても、複合商品における上限価格を適用します。
- 属地TSOが発電上限に出力制約等が反映されておらず不適当と認めた場合、発電上限電力を修正します。

○単独発電機におけるアセスメント I の算定式

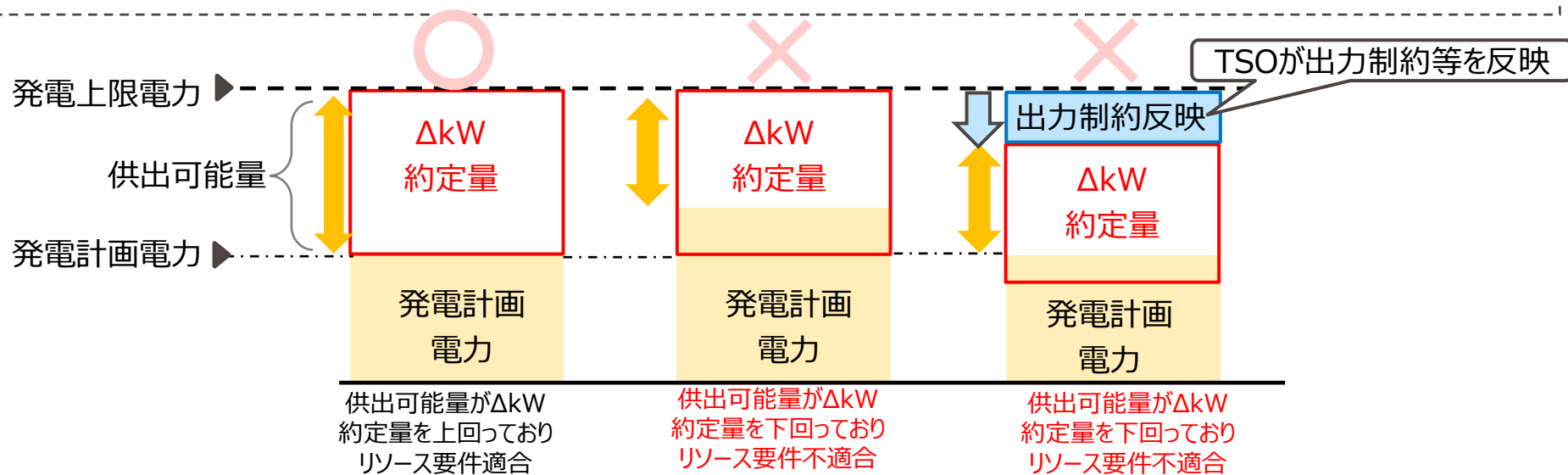
- ・同一リソースが同一提供期間において複数約定していない場合

供出可能量 = 発電上限電力 - 発電計画電力

- ・同一リソースが同一提供期間において複数約定している場合

供出可能量 = 発電上限電力 - 発電計画電力 - 控除 ΔkW 約定量※1

※1 当該リソースにおいて評価対象約定分の ΔkW 約定単価より ΔkW 約定単価が安い約定分および評価対象の約定分と ΔkW 約定単価が同一かつ既に評価を行った約定分の約定量合計
(同一リソースが他の商品区分に約定している場合、上式に他の商品区分の約定量も含めます)

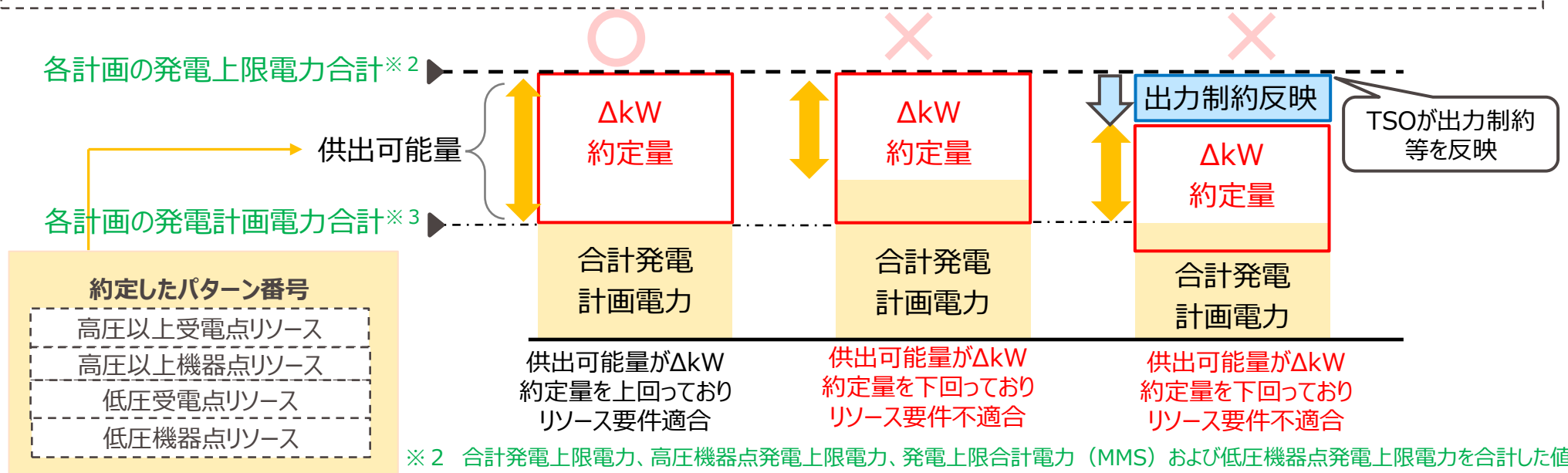


- アセスメント I については、 ΔkW の供出可能量が、 ΔkW 約定量を下回っていないかを確認します。
- 同一リソースが同一提供期間において複数約定している場合は、 ΔkW 約定単価が安い順にアセスメント I を実施いたします。なお、取引規程（需給調整市場）第44条（返還情報の登録）第2項各号のいずれかまたは複数に該当する場合を除き、複合市場商品の ΔkW 約定単価が上限価格を超えている場合にアセスメント I に用いる ΔkW 約定単価は、約定した複合市場商品の上限価格とします。ただし、複合商品に入札した場合、取引規程別冊（複合約定）第33条（約定の通知）第1項にもとづく約定結果の通知が単一商品の場合においても、複合商品における上限価格を適用します。
- 属地TSOが発電上限に出力制約等が反映されておらず不適当と認めた場合、合計発電上限電力を修正します。

アセスメント I における供出可能量は、同一リソースが同一提供期間において複数約定していない場合は、当該リスト・パターンに含まれるリソースにおいて算定された値を当該リスト・パターンごとに合計した値とします。

同一リソースが同一提供期間において複数約定している場合は、当該リスト・パターンに含まれるリソースにおいて算定された値を当該リスト・パターンごとに合計し、控除 ΔkW 約定量※1を差し引いた値とします。

※1 当該リソースにおいて評価対象約定分の ΔkW 約定単価より ΔkW 約定単価が安い約定分および評価対象の約定分と ΔkW 約定単価が同一かつ既に評価を行った約定分の約定量合計

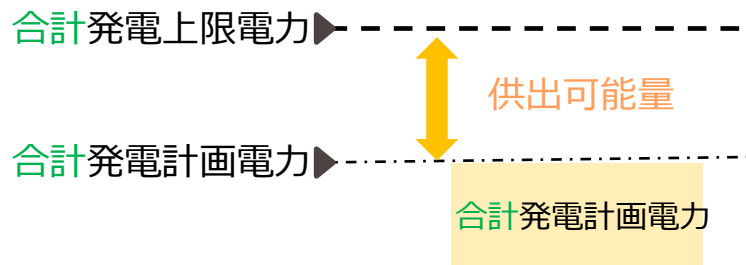


発電機リスト・パターンに含まれるリソースの算定

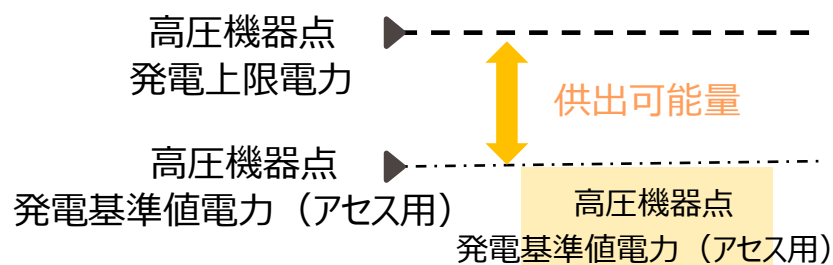
以下の算定は、同一の受電点リソースおよび同一の機器点リソースを対象として差し引く

- a 受電点の電圧が高圧以上で、受電点参入のリソース
 $\text{供出可能量} = \text{合計発電上限電力} - \text{合計発電計画電力}$
- b 受電点の電圧が高圧以上で、機器点参入のリソース
 $\text{供出可能量} = \text{高圧機器点発電上限電力} - \text{高圧機器点発電基準値電力 (アセス用)}$
- c 受電点の電圧が低圧で、受電点参入のリソース
 $\text{供出可能量} = \text{発電上限合計電力 (MMS)} - \text{発電計画合計電力 (MMS)}$
- d 受電点の電圧が低圧で、機器点参入のリソース
 $\text{供出可能量} = \text{低圧機器点発電上限電力} - \text{低圧機器点発電基準値電力}$

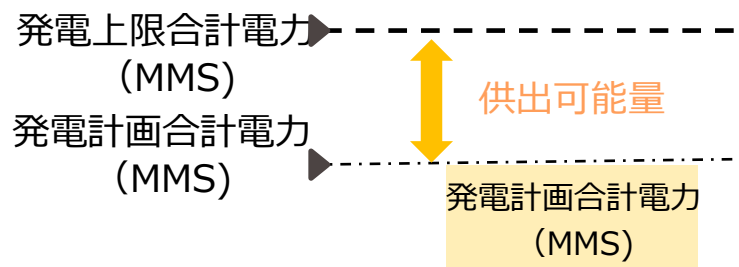
a 受電点の電圧が高圧以上で、受電点参入のリソース



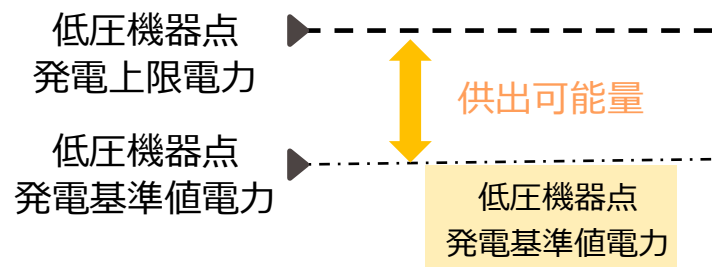
b 受電点の電圧が高圧以上で、機器点参入のリソース



c 受電点の電圧が低圧で、受電点参入のリソース



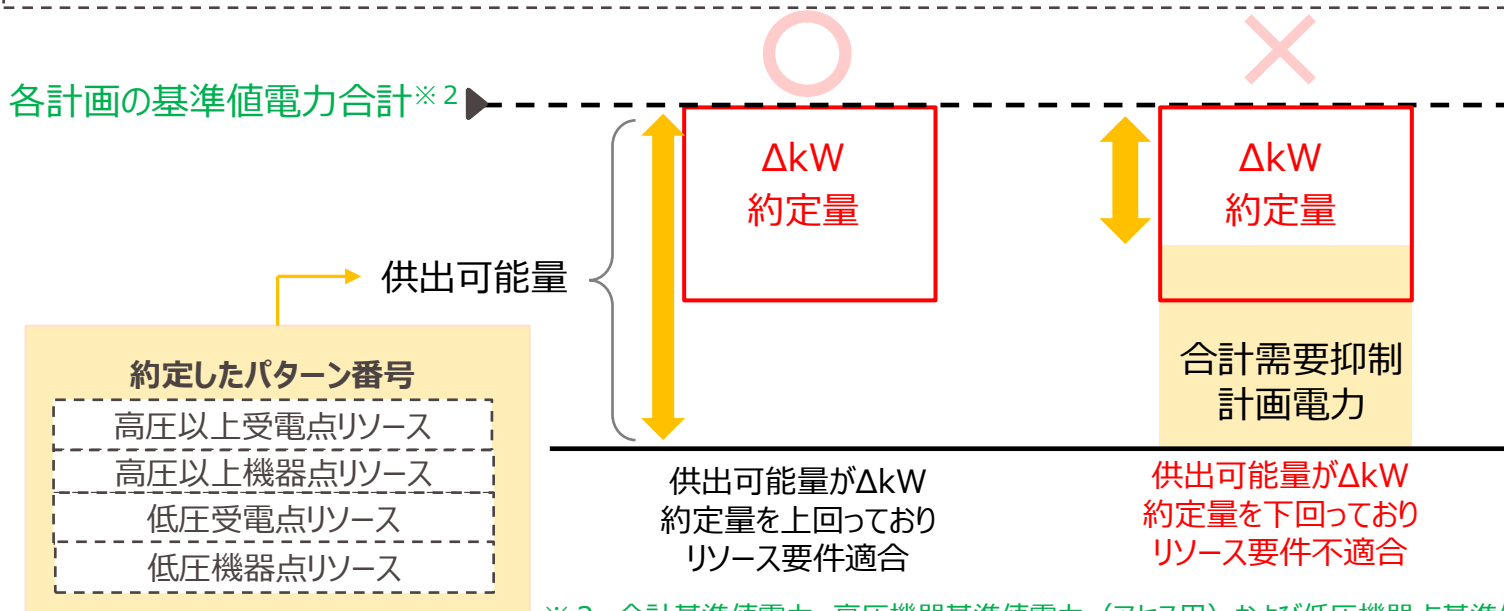
d 受電点の電圧が低圧で、機器点参入のリソース



- アセスメント I については、 ΔkW の供出可能量が、 ΔkW 約定量を下回っていないかを確認します。
- 同一リソースが同一提供期間において複数約定している場合は、 ΔkW 約定単価が安い順にアセスメント I を実施いたします。なお、複合市場商品の ΔkW 約定単価が上限価格を超えている場合にアセスメント I に用いる ΔkW 約定単価は、約定した複合市場商品の上限価格とします。ただし、複合商品に入札した場合、取引規程別冊（複合約定）第33条（約定の通知）第1項にもとづく約定結果の通知が単一商品の場合においても、複合商品における上限価格を適用します。

アセスメント I における供出可能量は、同一リソースが同一提供期間において複数約定していない場合は、当該リスト・パターンに含まれるリソースにおいて（受電点参入のリソースは系統コードごとに）算定された値を当該リスト・パターンごとに合計した値とします。同一リソースが同一提供期間において複数約定している場合は、当該リスト・パターンに含まれるリソースにおいて（受電点参入のリソースは系統コードごとに）算定された値を当該リスト・パターンごとに合計し、控除 ΔkW 約定量※¹を差し引いた値とします。

※¹ 当該リソースにおいて評価対象約定分の ΔkW 約定単価より ΔkW 約定単価が安い約定分および評価対象の約定分と ΔkW 約定単価が同一かつ既に評価を行った約定分の約定量合計



※² 合計基準値電力、高圧機器基準値電力（アセス用）および低圧機器点基準値電力を合計した値

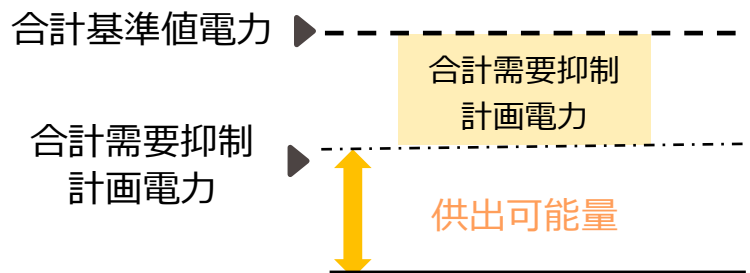


需要家リスト・パターンに含まれるリソースの算定

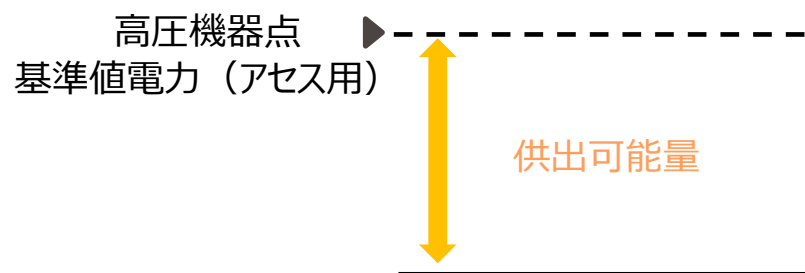
以下の機器点参入のリソースの算定は、同一の機器点リソースを対象として差し引く

- a 受電点の電圧が高圧以上で、受電点参入のリソース
 $\text{供出可能量} = \text{合計基準値電力} - \text{合計需要抑制計画電力}$
- b 受電点の電圧が高圧以上で、機器点参入のリソース
 $\text{供出可能量} = \text{高圧機器点基準値電力 (アセス用)}$
- c 受電点の電圧が低圧で、受電点参入のリソース
 $\text{供出可能量} = \text{合計基準値電力} - \text{合計需要抑制計画電力}$
- d 受電点の電圧が低圧で、機器点参入のリソース
 $\text{供出可能量} = \text{低圧機器点基準値電力}$

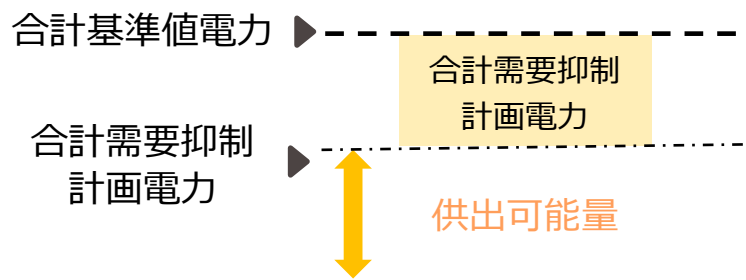
a 受電点の電圧が高圧以上で、受電点参入のリソース



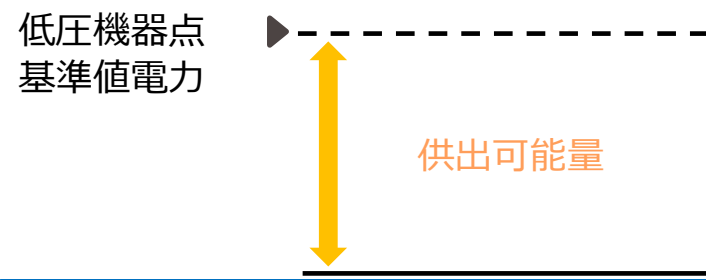
b 受電点の電圧が高圧以上で、機器点参入のリソース



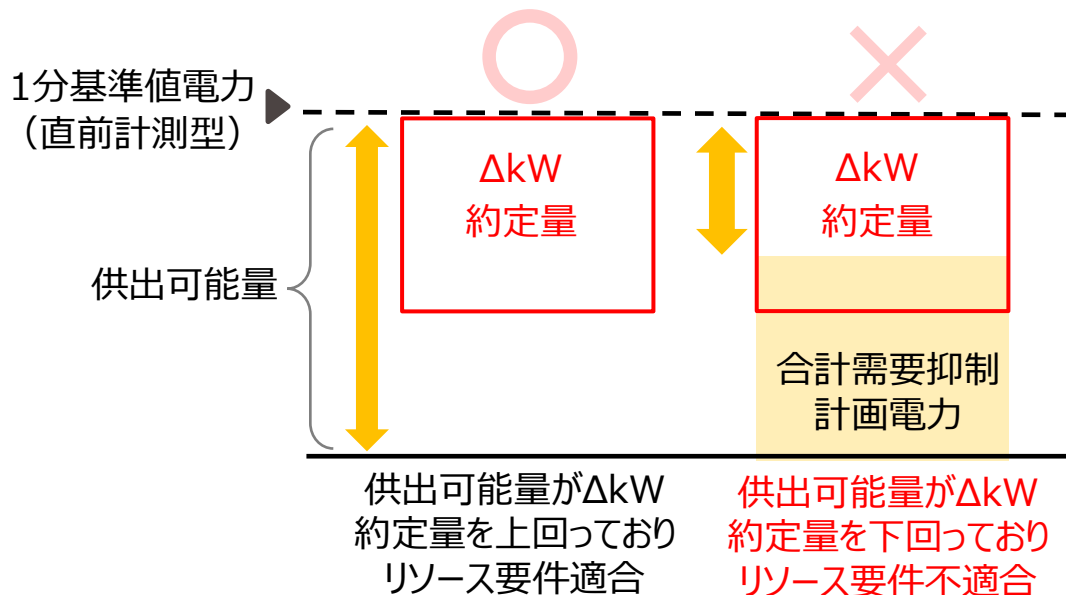
c 受電点の電圧が低圧で、受電点参入のリソース



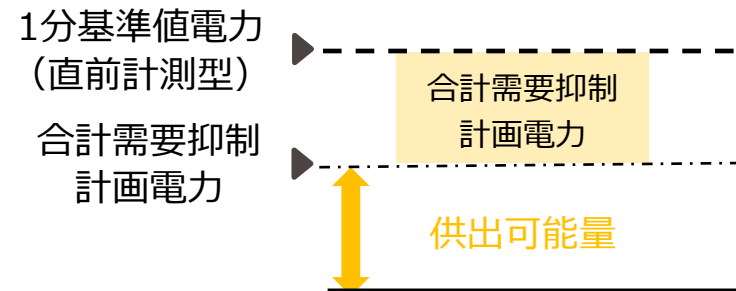
d 受電点の電圧が低圧で、機器点参入のリソース



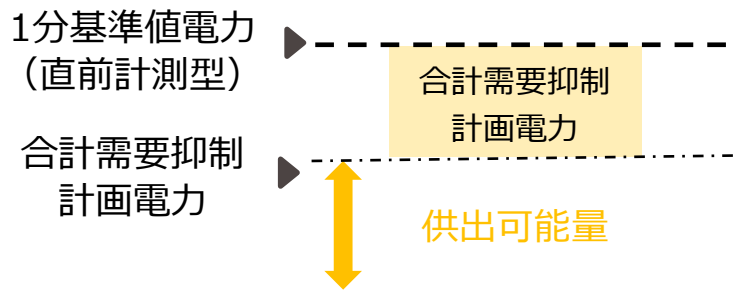
需要家リスト・パターンおよびネガポジリスト・パターンにおいて、需要リソースを用いる場合で直前計測型を選択しているときの
アセスメント I に用いる値
約定したパターン番号単位の1分基準値電力（直前計測型）または属地周期基準値電力（直前計測型）の値とします



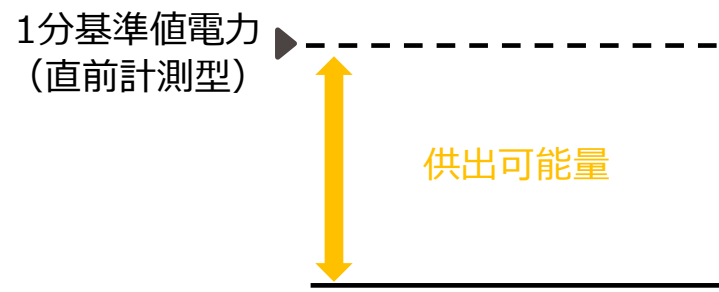
a 受電点の電圧が高圧以上で、受電点参入のリソース



b 受電点の電圧が低圧で、受電点参入のリソース



c 受電点の電圧が低圧で、機器点参入のリソース



- アセスメント I については、 ΔkW の供出可能量が、 ΔkW 約定量を下回っていないかを確認します。
- 同一リソースが同一提供期間において複数約定している場合は、 ΔkW 約定単価が安い順にアセスメント I を実施いたします。なお、取引規程（需給調整市場）第44条（返還情報の登録）第2項各号のいずれかまたは複数に該当する場合を除き、複合市場商品の ΔkW 約定単価が上限価格を超えている場合にアセスメント I に用いる ΔkW 約定単価は、約定した複合市場商品の上限価格とします。ただし、複合商品に入札した場合、取引規程別冊（複合約定）第33条（約定の通知）第1項にもとづく約定結果の通知が単一商品の場合においても、複合商品における上限価格を適用します。
- 属地TSOが発電上限に出力制約等が反映されておらず不適当と認めた場合、合計発電上限電力を修正します。

アセスメント I における供出可能量は、同一リソースが同一提供期間において複数約定していない場合は、当該リスト・パターンに含まれるリソースにおいて~~（需要リソースを用いる受電点参入のリソースは系統コードごとに）~~算定された値を当該リスト・パターンごとに合計した値とします。

同一リソースが同一提供期間において複数約定している場合は、当該リスト・パターンに含まれるリソースにおいて~~（需要リソースを用いる受電点参入のリソースは系統コードごとに）~~算定された値を当該リスト・パターンごとに合計し、控除 ΔkW 約定量※¹を差し引いた値とします。

※1 当該リソースにおいて評価対象約定分の ΔkW 約定単価より ΔkW 約定単価が安い約定分および評価対象の約定分と ΔkW 約定単価が同一かつ既に評価を行った約定分の約定量合計

各計画の発電上限電力合計※² +
各計画の基準値電力合計※³

供出可能量

各計画の発電計画電力合計※⁴ +
合計需要抑制計画電力

約定したパターン番号

ポジ ネガ

高圧以上受電点	高圧以上受電点
高圧以上機器点	高圧以上機器点
低圧受電点	低圧受電点
低圧機器点	低圧機器点

ΔkW
約定量

合計需要抑制
計画電力
合計発電計画
電力

供出可能量が ΔkW
約定量を上回っており
リソース要件適合

ΔkW
約定量

合計需要抑制
計画電力
合計発電計画
電力

供出可能量が ΔkW
約定量を下回っており
リソース要件不適合

出力制約反映

ΔkW
約定量

合計需要抑制
計画電力
合計発電計画
電力

供出可能量が ΔkW
約定量を下回っており
リソース要件不適合

TSOが出力制約
等を反映

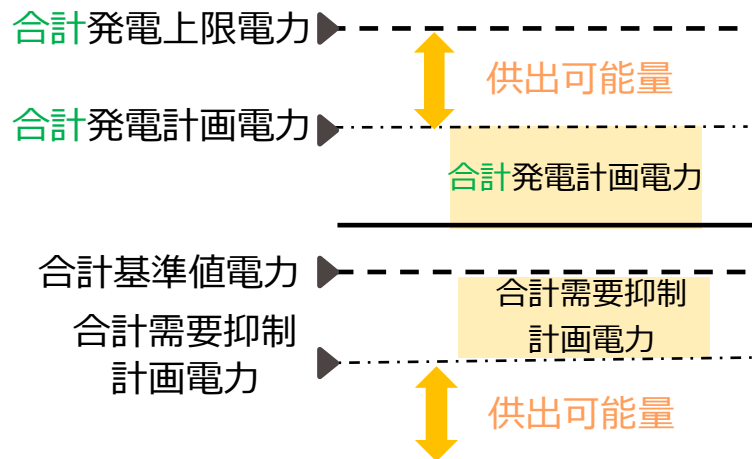
- ※2 合計発電上限電力、高圧機器点発電上限電力、発電上限合計電力（MMS）および低圧機器点発電上限電力を合計した値
 ※3 合計基準値電力、高圧機器基準値電力（アセス用）および低圧機器点基準値電力を合計した値
 ※4 合計発電計画電力、高圧機器点発電基準値電力（アセス用）および低圧機器点発電基準値を合計した値



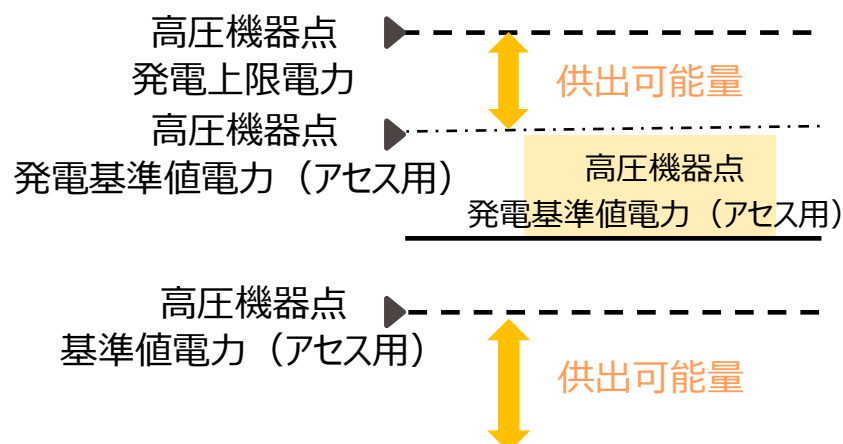
ネガポジリスト・パターンに含まれるリソースの算定

前スライドまでの発電機リスト・パターンおよび需要家リスト・パターンに含まれるリソースの算定で算出された値を合算した値とする

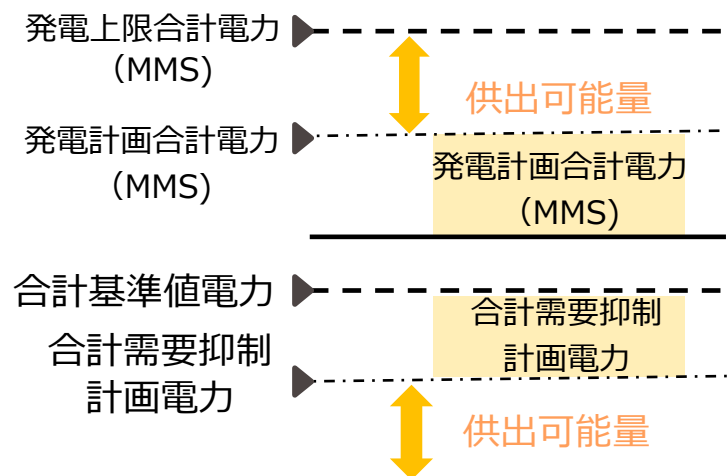
a 受電点の電圧が高圧以上で、受電点参入のリソース



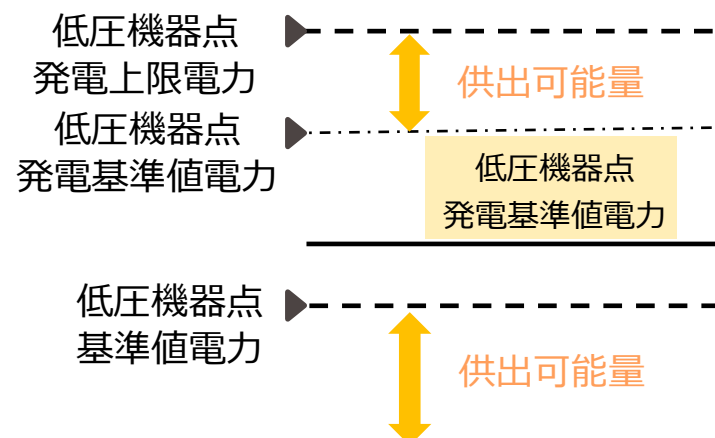
b 受電点の電圧が高圧以上で、機器点参入のリソース



c 受電点の電圧が低圧で、受電点参入のリソース



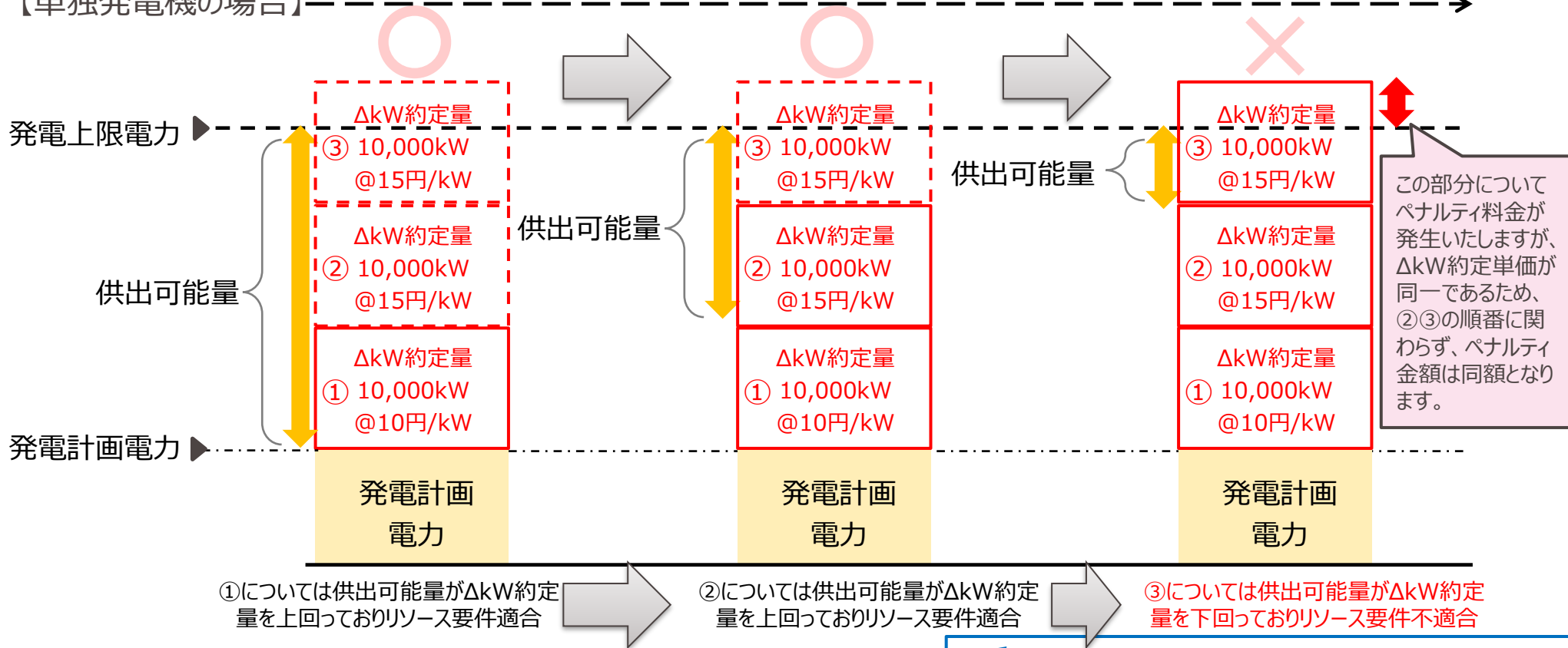
d 受電点の電圧が低圧で、機器点参入のリソース



- 同一リソースが同一提供期間において複数約定している場合、 ΔkW 約定単価が安い順にアセスメント I を実施いたします。
- 同一リソースのそれぞれの ΔkW 約定分について、控除 ΔkW 約定量（当該リソースにおいて評価対象約定分の ΔkW 約定単価より ΔkW 約定単価が安い約定分および評価対象の約定分と ΔkW 約定単価が同一かつ既に評価を行った約定分の約定量合計）を供出可能量から差し引いてアセスメント I を実施いたします。

ΔkW 約定単価が安いものからアセスメントを実施

【単独発電機の場合】----->



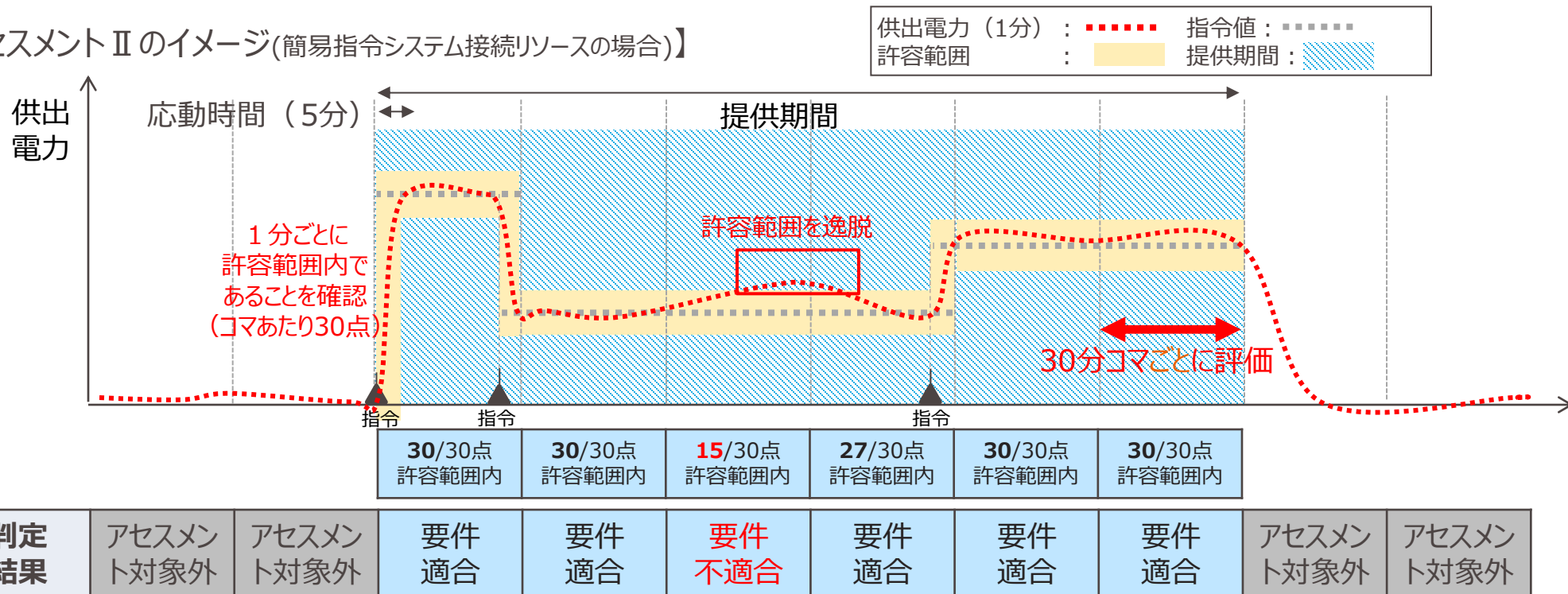
- 提供期間にトラブル等が発生した際には取引規程 第39条に定めるとおり、出力制約等を適切に反映した発電上限電力を設定いたします。
- 30分コマ内でトラブルが発生した際は、当該コマについては調整力として供出可能だった時間と提出されていた発電上限電力を平均してアセスメント I に用いる発電上限が設定されます。
- なお、発電計画等の計画類については反映可能なコマから速やかに反映いただく必要がございます。

出力制約等を適切に反映した発電上限電力を設定						
1 コマ目の 15 分に事故発生の場合			計画変更の間に合うコマから適切な計画を提出			
約定コマ	1	2	3	4	5	6
発電上限	<u>100→0</u>	0	0	(変更後計画) 0	(変更後計画) 0	<u>0→100</u>
約定量	100	100	100	100	100	100
アセスメント I に用いる発電上限	<u>50</u>	0	0	0	0	<u>50</u>
アセス I	<u>一部不適合</u>	全量不適合	全量不適合	全量不適合	全量不適合	<u>一部不適合</u>



- アセスメントⅡは、提供期間の30分コマごとに実施します。
- リソースの供出電力（1分）が許容範囲内であることを1分ごとに確認することとし、各30分コマにおいて、計測点30点のうち90%以上が許容範囲内である場合に要件適合とします。
- なお、同一リソースが同一提供期間において複数約定している場合、リソース単位に Δ kW約定量を合計して一体でアセスメントⅡを実施します。
（同一提供期間において三次②、三次①、二次②に約定している場合、三次②の約定量を加えた約定量に対しても最も高速な商品の評価方法に従った判定を行います。）
- 供出電力（1分）および許容範囲の具体的な算出方法については、次スライド以降で説明します。

【アセスメントⅡのイメージ(簡易指令システム接続リソースの場合)】



- アセスメントⅡに用いる供出電力（1分）は、属地TSOが取引会員から受信した瞬時供出電力から下記のとおり算出します。

○供出電力（1分）の算定式

- ・専用線オンラインで接続する場合
受信した瞬時供出電力から算出した1分ごとの平均電力
- ・簡易指令システムで接続する場合
受信した瞬時供出電力

- なお、専用線オンラインで接続する場合は、取引規程第13条（リソース等が満たすべき要件）に定める瞬時供出電力が当該時間の終了時刻から1秒から5秒程度以内に送信されなかった場合で、属地TSOから求めがあった日の翌営業日までに通知が行われなかったことにより、供出電力（1分）が算定できなかったときは、当該供出電力（1分）について許容範囲を逸脱したものとして扱います。
- また、簡易指令システムで接続する場合は、取引規程第13条（リソース等が満たすべき要件）に定める瞬時供出電力が当該コマの次の30分コマの終了時刻までに送信されなかった場合で、属地TSOから求めがあった日の翌営業日までに所定の様式34（三次調整力②・三次調整力④・二次調整力②共通 瞬時供出電力通知書 兼 需要実績通知書）等による通知が行われなかったことにより、供出電力（1分）が算定できなかったときは、当該供出電力（1分）について許容範囲を逸脱したものとして扱います。
- ただし、**単独発電機の場合は補正計測電力、各リスト・パターンの場合は合計補正計測電力および合計機器点補正計測電力を合算した値**を30分コマごとに平均した値が、欠測等により託送計量器および機器点の特例計量器等により計量された電力量を2倍して電力に換算した値と比較し、一定の閾値を超えるかい離があった場合は、取引会員と属地TSOにおいて協議を行うこととし、かい離の原因が取引会員が用いる計量器と託送計量器もしくは機器点の特例計量器等の計測誤差または取引会員が用いる計量器と託送計量器もしくは機器点の特例計量器等の異常等にもとづくものと属地TSOが認めるときに限り、取引会員に対し、アセスメントⅡに用いる実績の代用データの提出を求め、あらためて供出電力（1分）を定めます。属地TSOが認めないと判断した場合は、アセスメントⅡの不適合等の処置を実施します。



- 簡易指令システムで接続し出力変化量指令を選択する場合、アセスメントⅡの許容範囲は、下記にて算定します。
二次調整力②の応動時間は5分のため、属地TSOから送信された指令値の到達時刻の直前の5分間を「指令値変更に伴い応動している時間※¹」として扱います。(なお、新規の指令がない場合の指令量は、直近の指令量を継続するものとします。)

※1「指令値変更に伴い応動している時間」が正分（毎分ゼロ秒）を除く時刻に開始および終了する場合は、「指令値変更に伴い応動している時間」として扱う対象は、当該開始時刻の直前の正分から当該終了時刻の直後の正分までといたします。（212スライド参照）

○許容範囲の算定式（簡易指令システムで接続し出力変化量指令を選択する場合）

①指令値変更に伴い
応動している時間を除く時間

下限値：指令量－当該30分コマの $\Delta k W$ 約定量 $\times 10\%$
上限値：指令量＋当該30分コマの $\Delta k W$ 約定量 $\times 10\%$

②増加方向への指令値変更に伴い
応動している時間

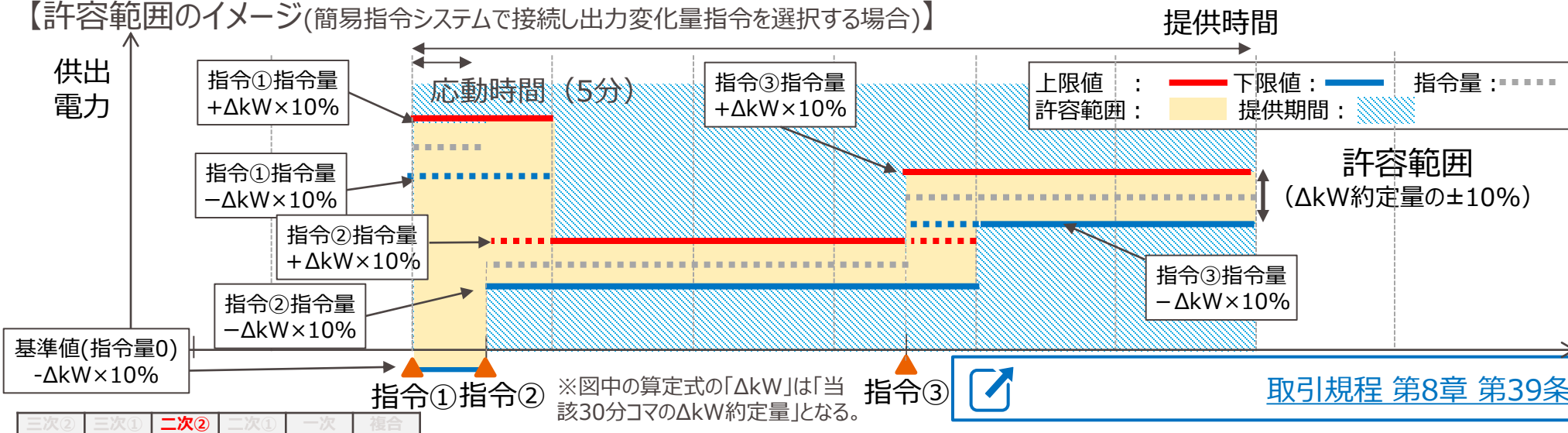
下限値：変更前指令量－当該30分コマの $\Delta k W$ 約定量 $\times 10\%$
上限値：変更後指令量＋当該30分コマの $\Delta k W$ 約定量 $\times 10\%$

③減少方向への指令値変更に伴い
応動している時間

下限値：変更後指令量－当該30分コマの $\Delta k W$ 約定量 $\times 10\%$
上限値：変更前指令量＋当該30分コマの $\Delta k W$ 約定量 $\times 10\%$

※到達時刻の5分前より以前に属地TSOが指令値の変更または取消を行った場合、変更前または取消前の指令は許容範囲の算定に用いないものとします。

【許容範囲のイメージ(簡易指令システムで接続し出力変化量指令を選択する場合)】



- 簡易指令システムで接続し出力調整指令（数値指令）を選択する場合、アセスメントⅡの許容範囲は、下記にて算定します。出力変化量指令を選択する場合と同じく、二次調整力②の応動時間は5分のため、属地TSOから送信された指令値の到達時刻の直前の5分間を「指令値変更に伴い応動している時間※¹」として扱います。
(なお、新規の指令がない場合の指令量は、直近の指令量を継続するものとします。)

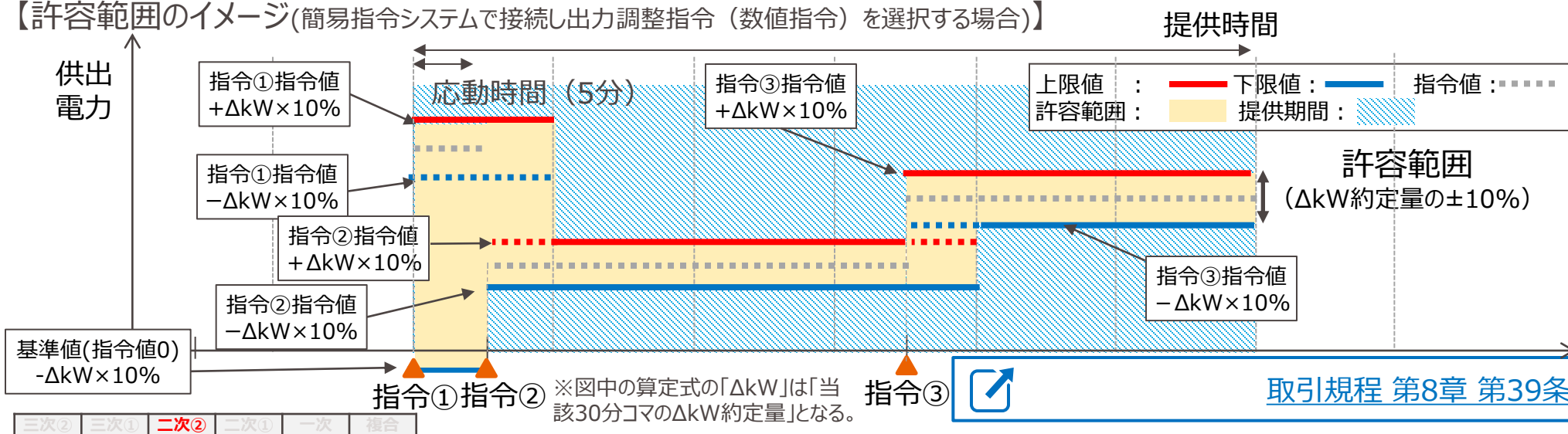
※1「指令値変更に伴い応動している時間」が正分（毎分ゼロ秒）を除く時刻に開始および終了する場合は、「指令値変更に伴い応動している時間」として扱う対象は、当該開始時刻の直前の正分から当該終了時刻の直後の正分までといたします。（212スライド参照）

○許容範囲の算定式（簡易指令システムで接続し出力調整指令（数値指令）を選択する場合）

①指令値変更に伴い 応動している時間を除く時間	下限値：指令値－当該30分コマの ΔkW 約定量 $\times 10\%$ 上限値：指令値＋当該30分コマの ΔkW 約定量 $\times 10\%$
②増加方向への指令値変更に伴い 応動している時間	下限値：変更前指令値－当該30分コマの ΔkW 約定量 $\times 10\%$ 上限値：変更後指令値＋当該30分コマの ΔkW 約定量 $\times 10\%$
③減少方向への指令値変更に伴い 応動している時間	下限値：変更後指令値－当該30分コマの ΔkW 約定量 $\times 10\%$ 上限値：変更前指令値＋当該30分コマの ΔkW 約定量 $\times 10\%$

※到達時刻の5分前より以前に属地TSOが指令値の変更または取消を行った場合、変更前または取消前の指令は許容範囲の算定に用いないものとします。

【許容範囲のイメージ（簡易指令システムで接続し出力調整指令（数値指令）を選択する場合）】



- 専用線オンラインで接続し、余力活用に関する契約を締結している単独発電機に対してEDC制御を行った場合、「指令変更に伴い応動している時間※1」は、各エリアのEDC仕様に指令値への到達を求める時間(201スライドのパターンa～cに示す事前審査時に到達を求める時間と同様)といたします。

※1 「指令値変更に伴い応動している時間」が正分（毎分ゼロ秒）を除く時刻に開始および終了する場合は、「指令値変更に伴い応動している時間」として扱う対象は、当該開始時刻の直前の正分から当該終了時刻の直後の正分までといたします。（212スライド参照）

○許容範囲の算定式（専用線オンラインで接続し、余力活用に関する契約を締結している単独発電機の場合）※2

①指令値変更に伴い
応動している時間を除く時間

下限値：指令値－当該30分コマの $\Delta k W$ 約定量 $\times 10\%$
上限値：指令値＋当該30分コマの $\Delta k W$ 約定量 $\times 10\%$

②増加方向への指令値変更に伴い
応動している時間

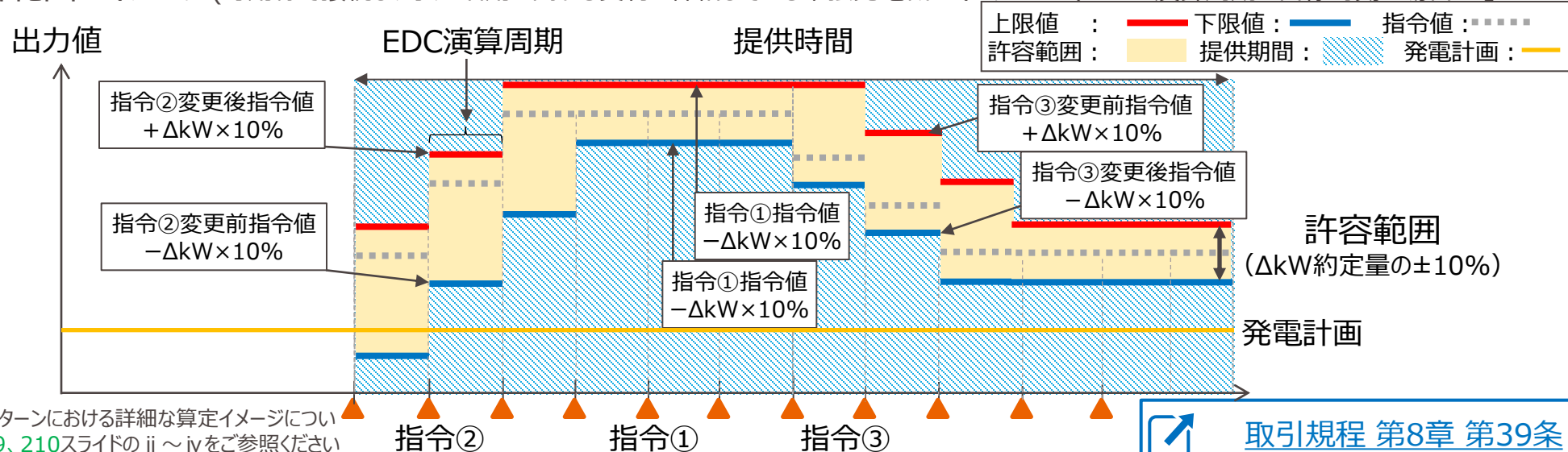
下限値：変更前指令値－当該30分コマの $\Delta k W$ 約定量 $\times 10\%$
上限値：変更後指令値＋当該30分コマの $\Delta k W$ 約定量 $\times 10\%$

③減少方向への指令値変更に伴い
応動している時間

下限値：変更後指令値－当該30分コマの $\Delta k W$ 約定量 $\times 10\%$
上限値：変更前指令値＋当該30分コマの $\Delta k W$ 約定量 $\times 10\%$

※2 各リスト・パターンの場合は、指令量を用いて評価いたします。

【許容範囲のイメージ（専用線で接続し、余力活用に関する契約を締結している単独発電機・（パターンa）EDC演算周期 $\leq$ 目標時刻の場合※3）】



※3 他パターンにおける詳細な算定イメージについては、209、210スライドのii～ivをご参照ください

- 同一の系統コードのリソースが2ブロック以上に渡り二次調整力②に連続して約定した場合のアセスメントⅡにおける許容範囲は、次ブロックの指令量に対する応動であっても、当該30分コマの ΔkW 約定量をもとに下記のとおり算出します。

○許容範囲の算定式

①指令値変更に伴う応動時間を含まない場合

下限値：指令量－当該30分コマ ΔkW 約定量 $\times 10\%$ ，

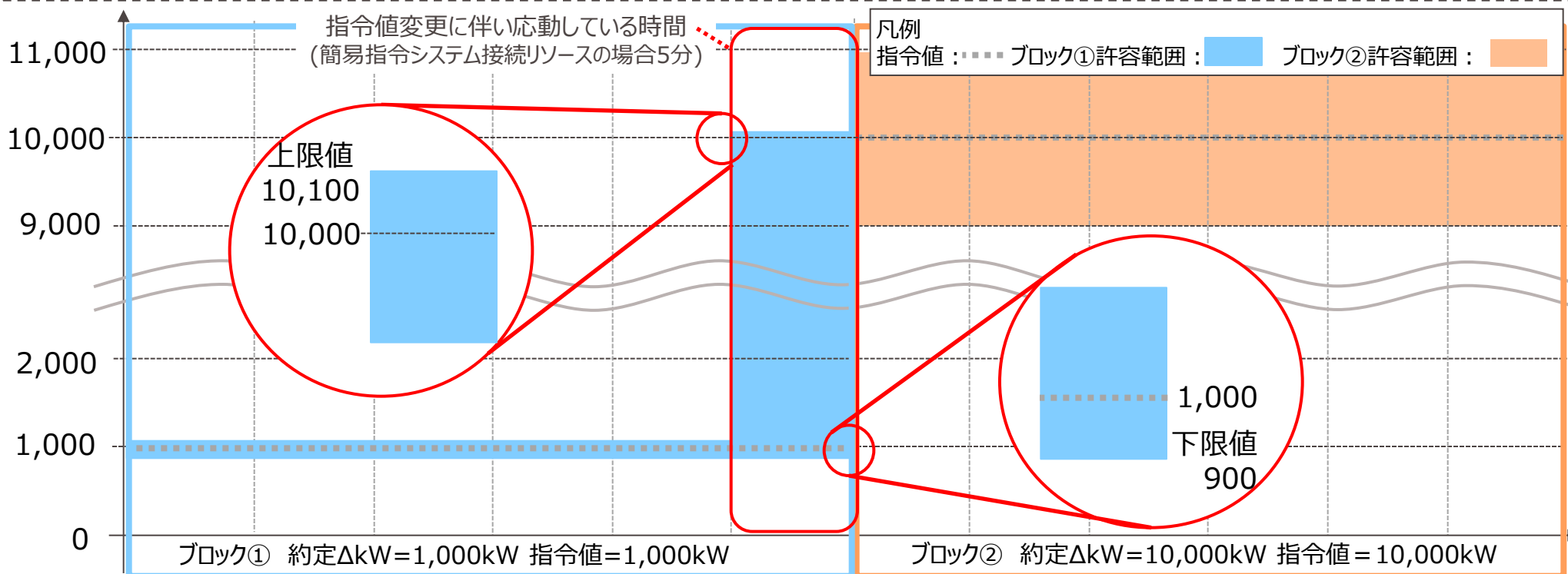
上限値：指令量＋当該30分コマ ΔkW 約定量 $\times 10\%$

②増加方向への指令値変更に伴い応動している時間

下限値：変更前指令量－当該30分コマ ΔkW 約定量 $\times 10\%$ ， 上限値：変更後指令量＋当該30分コマ ΔkW 約定量 $\times 10\%$

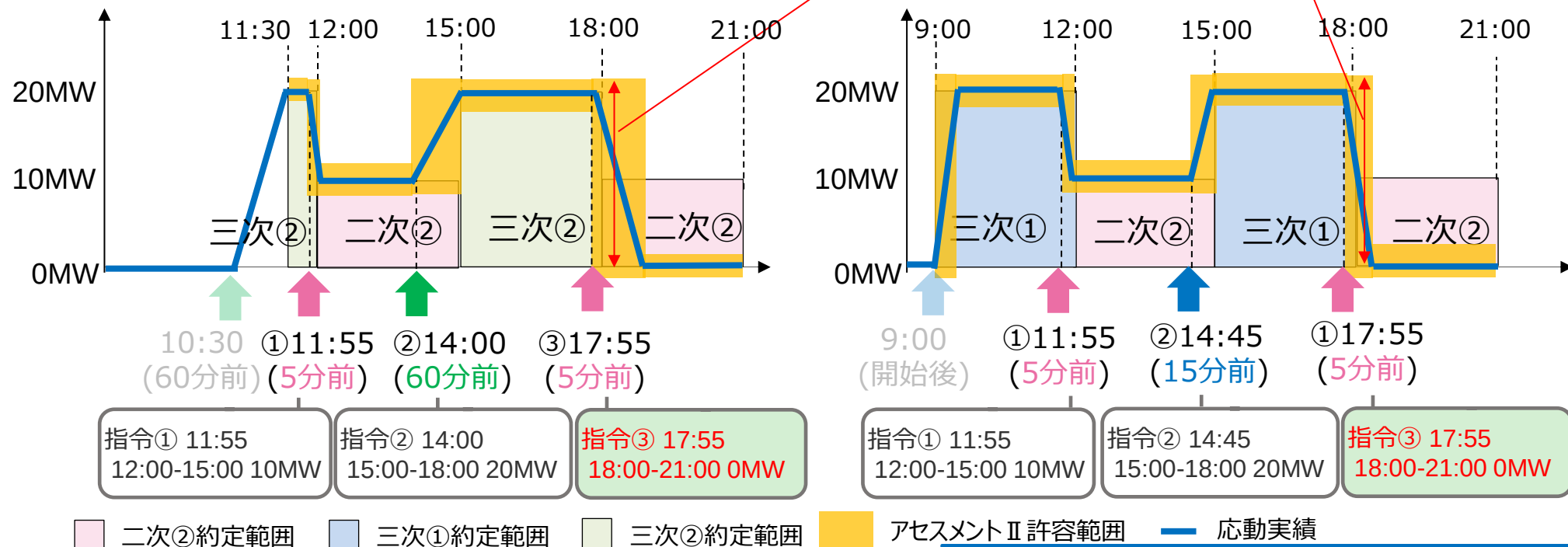
③減少方向への指令値変更に伴い応動している時間

下限値：変更後指令量－当該30分コマ ΔkW 約定量 $\times 10\%$ ， 上限値：変更前指令量＋当該30分コマ ΔkW 約定量 $\times 10\%$



- 簡易指令システムで接続または専用線オンラインで接続（各リスト・パターンまたは余力活用に関する契約を締結していない単独発電機）する場合において、同一の系統コードのリソースが異なる商品区分（三次調整力①または三次調整力②）に連続で約定した場合、同一の系統コードのリソースで、同一商品区分の約定ブロックが連続した場合と同様の考え方にもとづき、以下のとおり指令およびアセスメントⅡを実施いたします。
- 指令方法は、二次調整力②は約定ブロックの5分前、三次調整力①は約定ブロックの15分前、三次調整力②は約定ブロックの60分前までにそれぞれ指令します。
- アセスメントⅡは、指令に追従している応動時間に対して、変更前指令量と変更後指令量から許容範囲を設定します。ただし、三次調整力②→二次調整力②の順で連続約定した場合、二次調整力②約定量を超える変化量の指令をしたときの応動時間は60分間とします。＊
＊三次調整力①→二次調整力②に連続約定した場合は、15分間となります。

【許容範囲の例】



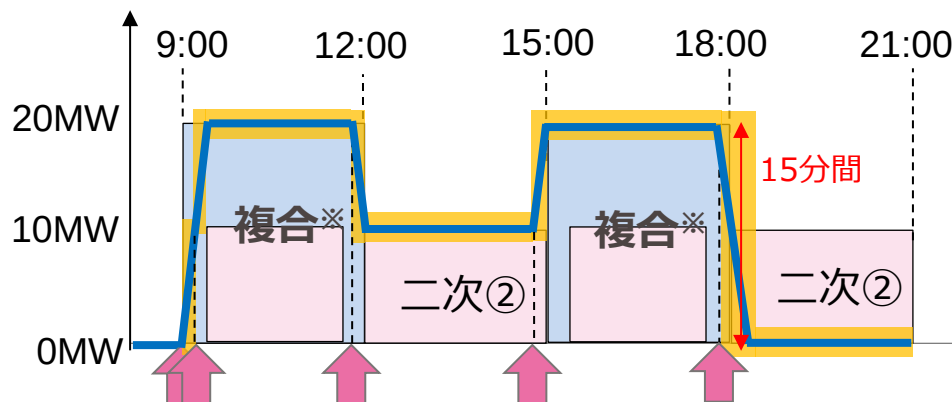
- 前スライドにおいて、二次調整力②約定量を超える変化量の指令をしたときの応動時間は、前の提供期間で約定する商品のうち、最も応動時間が長い商品を参照して設定します。前の提供期間で約定する商品が複合商品の場合や複合商品に加えて三次調整力②が約定した場合も同様です。

【許容範囲の例】

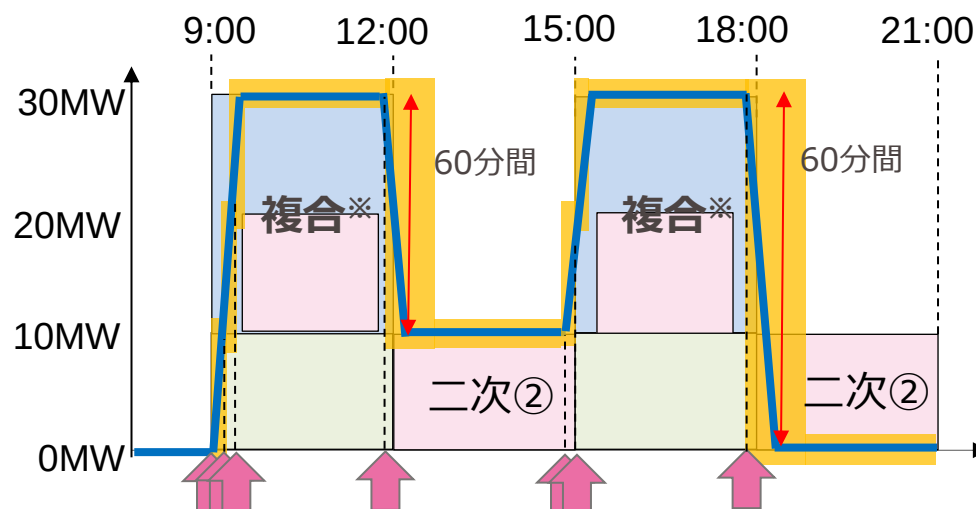
二次②約定量を超える指令（変化）量を指令したときの許容範囲は、
三次②→二次②の場合は指令後60分間とし、三次①→二次②の場合は指令後15分間とします

□ 二次②約定範囲 □ 三次①約定範囲 □ 三次②約定範囲 — 応動実績 ■ アセスメントⅡ許容範囲

※ 同一提供期間で三次①が20MW、二次②が10MW約定した場合
(二次②は三次①の内数として約定)



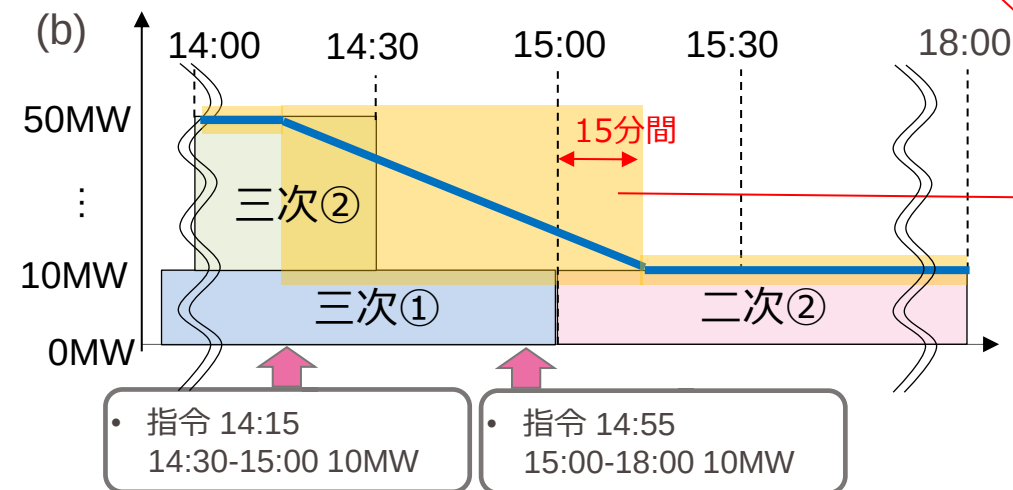
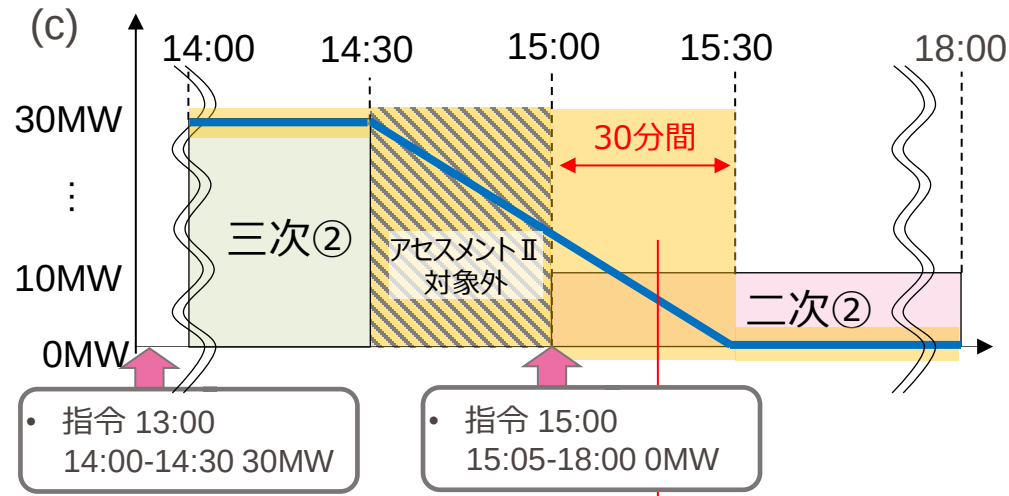
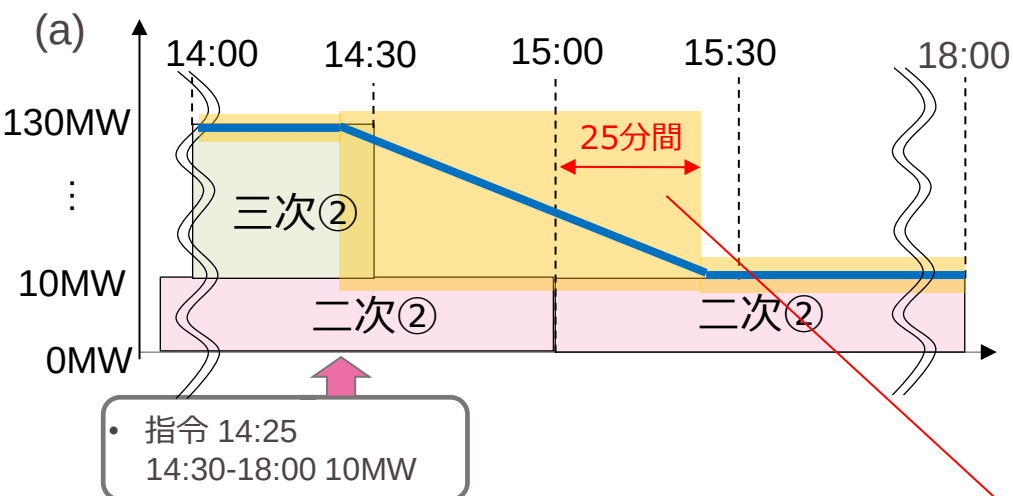
- 指令 9:00 9:05-21:00 10MW
- 指令 9:05 9:10-21:00 20MW
- 指令 11:55 12:00-21:00 10MW
- 指令 14:55 15:00-21:00 20MW
- 指令 17:55 18:00-21:00 0MW



- 指令 9:00 9:05-21:00 10MW
- 指令 9:05 9:10-21:00 20MW
- 指令 9:10 9:15-21:00 30MW
- 指令 11:55 12:00-21:00 10MW
- 指令 14:55 15:00-21:00 20MW
- 指令 15:00 15:05-21:00 30MW
- 指令 17:55 18:00-21:00 0MW

- 前スライドにおいて、三次調整力②から二次調整力②へ連続的に約定しない場合、二次調整力②の前の30分コマの約定商品および許容範囲等を参照し、二次調整力②約定コマの一部の許容範囲を変更※します。
※ただし、変更処理により許容範囲が減少する場合は変更しない。

【許容範囲の例】 二次②約定範囲 三次①約定範囲 三次②約定範囲 応動実績 アセスメントⅡ許容範囲



二次②（15:00～）の前のコマの約定商品に参照し、二次②約定コマの許容範囲を以下のとおり一部変更する。

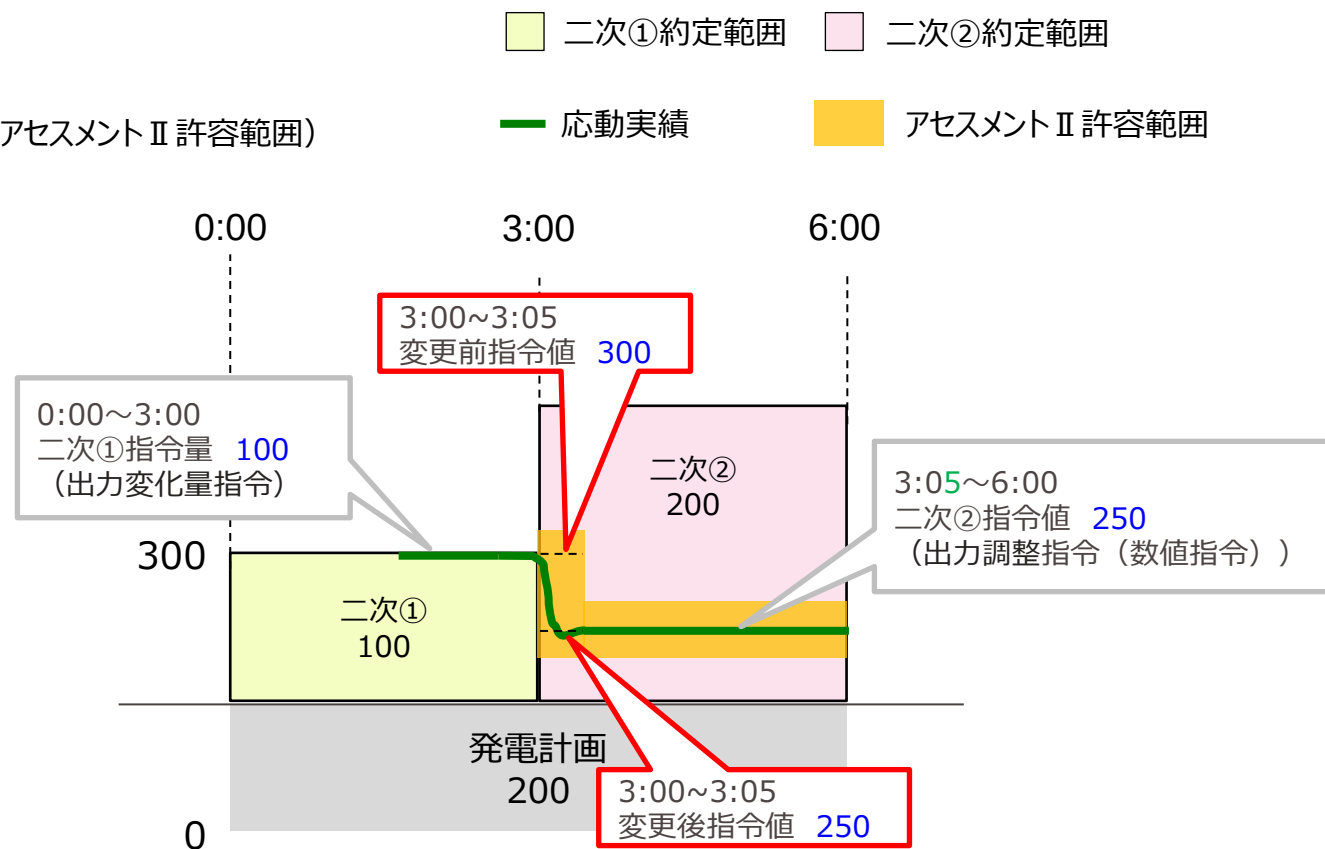
- 二次②の前の30分コマで二次②約定の場合、二次②約定コマの開始時刻から25分間、前の30分コマの最終の許容範囲（上限値）を引き継ぐ。
- (a)以外の場合で、二次②の前の30分コマで三次①約定のとき、二次②約定コマの開始時刻から15分間、前の30分コマの最終の許容範囲（上限値）を引き継ぐ。
- (a)および(b)以外の場合、二次②約定コマの開始時刻から30分間、許容範囲の上限値を「三次②最終の指令値+二次② Δ kW約定量 $\times$ 10%」に変更する。



- 同一リソースが余力活用に関する契約を締結していない場合で、二次調整力②に約定している提供期間の前の提供期間において、二次調整力①に約定しているときは、二次調整力②の提供期間の開始時刻における指令値変更について、当該リソースの二次調整力②が出力調整指令（数値指令）を選択し、属地TSOと協議した二次調整力①の指令が出力変化量指令または出力増減指令（接点信号）の場合は変更前指令値を出力調整指令（数値指令）および出力増減指令（接点信号）に換算します。

【許容範囲の例】

（二次②提供期間におけるアセスメントⅡ許容範囲）



- 以下に該当する30分コマについては、アセスメントⅡの対象外といたします。
 - 余力活用に関する契約を締結していない場合で、取引規程第26条（取引対象の $\Delta k W$ ）に定める $\Delta k W$ の要件を超えて指令を行った時間を含むとき
 - 余力活用に関する契約を締結している場合で、取引規程第26条（取引対象の $\Delta k W$ ）第1項(2)に定める指令以外の方法で指令を行った時間を含むとき
 - 二次調整力①に相当する機能で余力活用に関する契約を締結していない場合で、LFCを使用した時間を含むとき
- 約定したリソースが余力活用に関する契約を締結している場合で、 $\Delta k W$ 約定量以上の余力の部分を使用した時間を含むときにおいても、 $\Delta k W$ の約定量の範囲内で属地TSOの指令に従い実際に調整していることは確認いたします。

$\Delta k W$ 約定量以上の余力の部分を使用した時間を含む場合に属地TSOの指令に従い実際に調整しているかどうかの確認方法

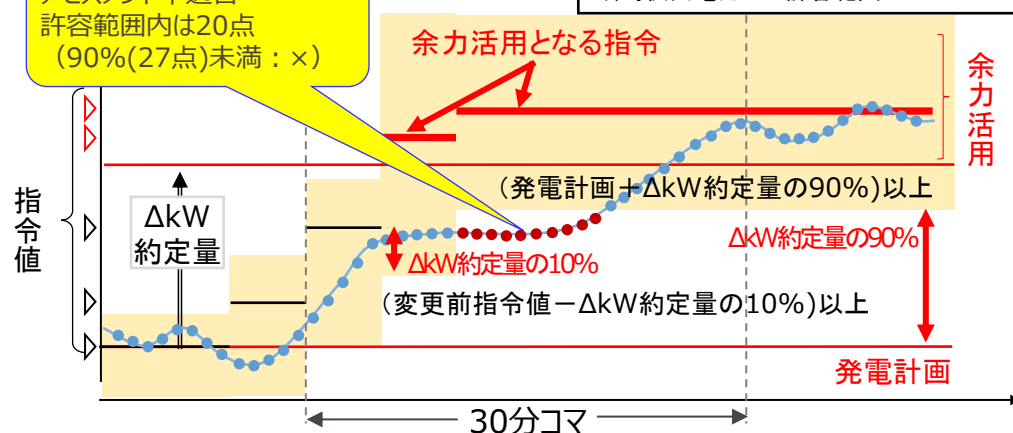
下図は、単独発電機かつ出力調整指令（数値指令）の場合をイメージしております。

①発電計画電力を基準として $\Delta k W$ 約定量の範囲外に上げ指令を行った場合の許容範囲

（変更前指令値 $-\Delta k W$ 約定量の10%）もしくは
（発電計画 $+\Delta k W$ 約定量の90%）のいずれか小さい方以上

アセスメント不適合
許容範囲内は20点
(90%(27点)未満: ×)

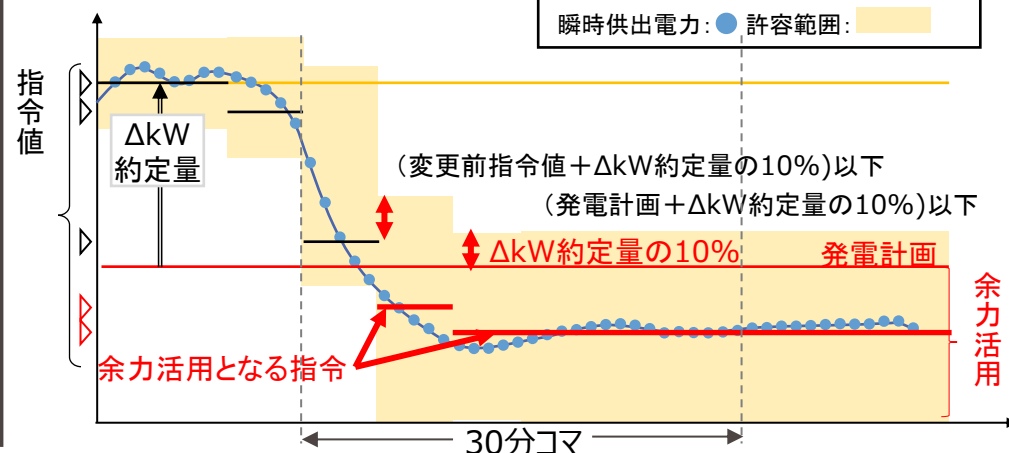
瞬時供出電力: ● 許容範囲: ■



②発電計画電力を基準として $\Delta k W$ 約定量の範囲外に下げ指令を行った場合の許容範囲

（変更前指令値 $+\Delta k W$ 約定量の10%）もしくは
（発電計画 $+\Delta k W$ 約定量の10%）のいずれか大きい方以下

瞬時供出電力: ● 許容範囲: ■



$\Delta k W$ 約定量以上の余力の部分を使用した時間を含む場合、属地TSOの指令に追従していることを上記許容範囲で確認し追従していることを確認できない場合はアセスメントⅡの不適合となります。

- 属地TSOは必要に応じて、機器点参入に用いるリソースの応動実績値を取引会員へ事前の通知なしに直接確認することができます。
- 応動実績値の確認を求められた取引会員は、その求めに遅滞なく応じる必要があります。
- 上記確認の結果、アセスメントⅡに提出された応動実績値に改ざん等の不正行為があると属地TSOが判断した場合、アセスメントⅡの不適合等の処置の実施および取引規程（需給調整市場）第41条（アセスメント要件不適合時の対応）第4項の処分を行います。
- なお、当該取引における取引規程（需給調整市場）第46条(決済の対象)に定める約定料金およびペナルティ料金に係る支払期日は、取引規程（需給調整市場）第51条（料金等の授受）にかかわらず、協議が完了した翌月の末日（当該日が金融機関の休業日の場合はその直前の休業日でない日）とします。



- 同一リソースが同一提供期間において、以下に該当する場合は、取引規程別冊（二次調整力②）第39条（アセスメント）(2)から(5)の定めにかかわらず、取引規程別冊（複合約定）第39条（アセスメント）に定めるアセスメントⅡを実施するものとし、その結果を約定している全ての商品に適用します。
 - ・ 三次調整力①、二次調整力①、一次調整力または、複合商品のいずれか、または複数に同時に約定している場合
 - ・ 余力活用に関する契約において、三次調整力②に相当する機能、三次調整力①に相当する機能、二次調整力①に相当する機能、一次調整力に相当する機能のいずれか、または複数の機能で契約を締結している場合

- 前スライドまでに記載のとおり、アセスメントⅡにおける許容範囲は、指令値変更に伴い応動している時間について、変更前後の指令値をもとに設定いたします。一方、余力活用に関する契約を締結していない場合、商品ブロック開始時点※においては変更前指令値が存在しないことから、下記のとおり扱うことといたします。

※同一の単独発電機または、各リスト・パターン（同一の系統コード）が連続して約定している場合は、最初の商品ブロックの開始時刻といたします。

○余力活用に関する契約を締結していない場合の商品ブロック開始時点の指令量・指令値の扱い

a 単独発電機の場合

- (a) 簡易指令システムで接続し出力変化量指令を選択するとき : 約定した商品ブロックの開始時刻から開始5分後までの指令量はゼロとする。
簡易指令システムで接続し出力調整指令（数値指令）を選択するとき :
約定した商品ブロックの開始時刻から開始5分後までの指令値は発電計画電力とする。
- (b) 専用線オンラインで接続するとき : 約定した商品ブロックの初回の指令値に対する変更前指令値は発電計画電力とする。

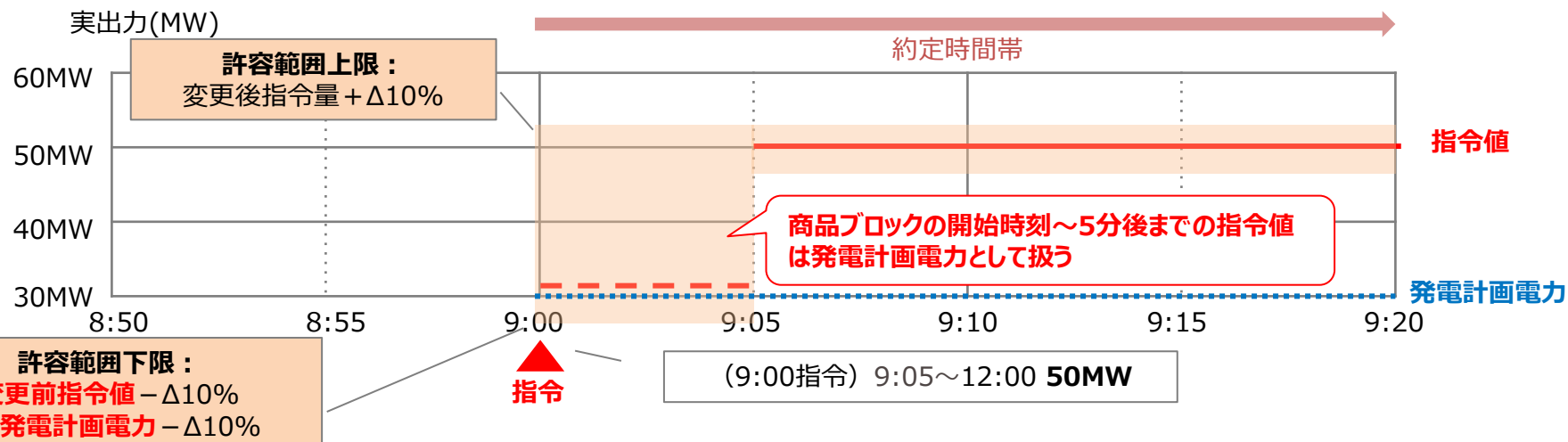
b 各リスト・パターンを用いる場合

- (a) 簡易指令システムで接続するとき : 約定した商品ブロックの開始時刻から開始5分後までの指令量はゼロとする。
- (b) 専用線オンラインで接続するとき : 約定した商品ブロックの初回の指令値に対する変更前指令量はゼロとする。

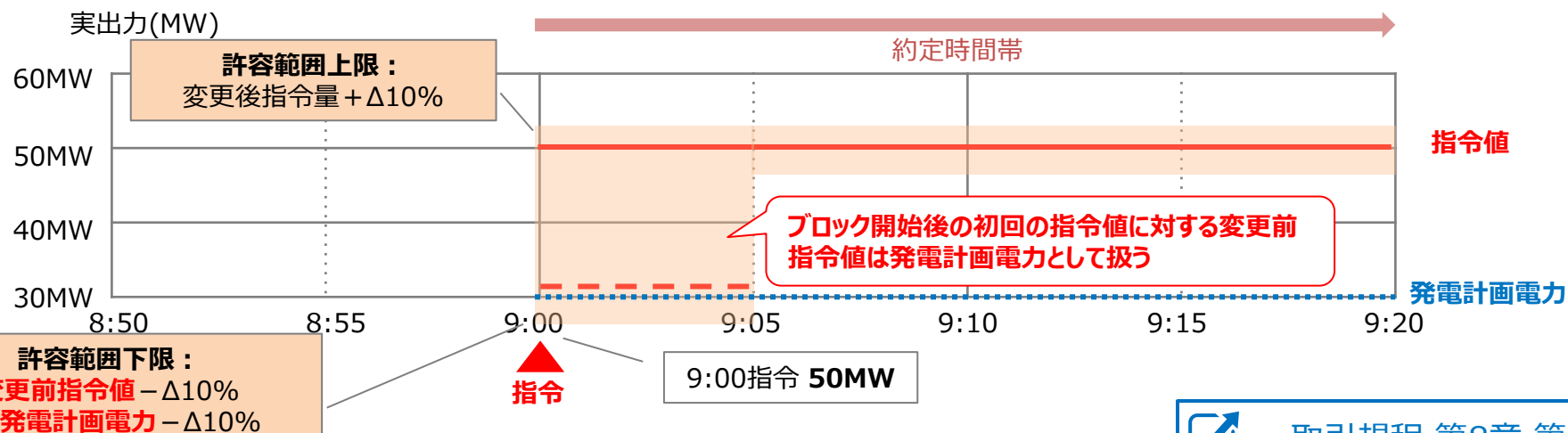
例：簡易指令システムで接続する発電機で、出力変化量指令を選択するとき
(= 指令量にもとづくアセスメントⅡを実施するとき)



例：簡易指令システムで接続する単独発電機で、出力調整指令（数値指令）を選択するとき（＝指令値にもとづくアセスメントⅡを実施するとき）



例：専用線オンラインで接続する単独発電機のと看（＝指令値にもとづくアセスメントⅡを実施するとき）



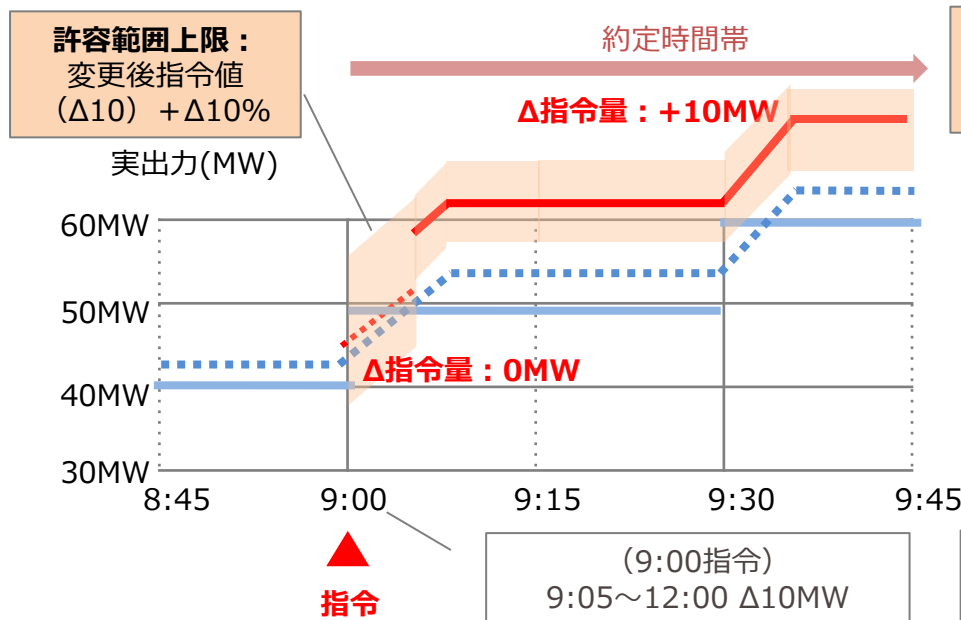
- なお、簡易指令システムで接続し出力調整指令（数値指令）を選択する場合、および専用線オンラインを選択する場合、ブロック開始時点で30分単位の発電計画電力に従った運転を行っていることを前提に許容範囲が設定されることに留意した入札を行っていただく必要があります。

※余力活用に関する契約のない単独発電機に出力調整指令（数値指令）を行う場合、属地TSOは発電計画電力をもとに指令値を作成することから、ブロック開始時点においても発電計画電力にしたがった応動を求める形といたします。

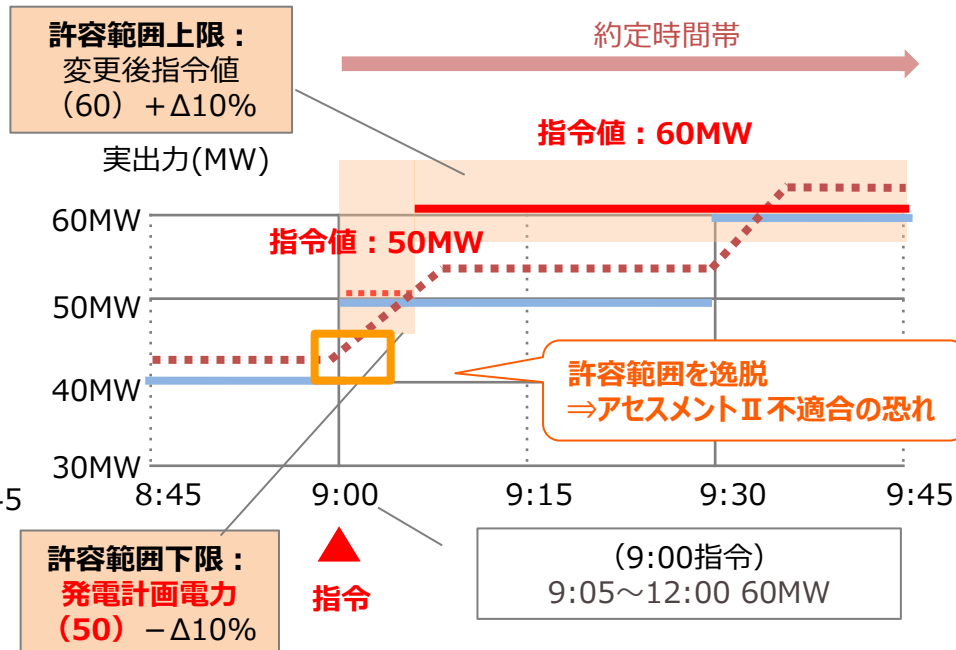
※下記の例のように、コマ内で出力を増加させる応動を基準としていた場合、出力変化量指令を行う場合は1分単位で設定された1分発電計画電力をもとに許容範囲を設定するため問題ありませんが、右の例のように30分単位の発電計画電力をもとに許容範囲を設定する場合、取引会員にて想定する応動（赤点線）と許容範囲がかい離する場合があるため、入札時に注意ください。

簡易指令システムで接続する単独発電機(二次調整力②)の例

出力変化量指令を選択する場合のイメージ



出力調整場合（数値指令）を選択する場合のイメージ



..... : 1分基準値
(1分発電計画電力)

—— : 発電計画
(30分kW換算)

..... : 取引会員が想定する応動

—— : 発電計画 (30分kW換算)



- 中部エリアにおいては、専用線における指令を出力増減指令（接点信号）により行います。
- 実働試験およびアセスメントⅡにおきましては、属地TSOが指令を作成するための目標値として用いた数値を実働試験およびアセスメントⅡの指令値として扱うこととします。
- 実働試験やアセスメントⅡの結果について、不適合が判明したときは、取引会員の求めに応じ、所定の様式により、事後的に属地TSOから取引会員に対し不適合となった30分コマの目標値を開示します。
- また、EDC目標時刻がEDC演算周期よりも短い中国・四国・九州エリアについても、専用線を用いた実働試験やアセスメントⅡの結果について、不適合が判明したときは、取引会員の求めに応じ、所定の様式により、事後的に属地TSOから取引会員に対し不適合となった30分コマの指令値を開示します。

- 約定したリソースが余力活用に関する契約を締結している場合で、ΔkW約定量を上回る範囲（以下、「上げ余力」といいます。）または下回る範囲（以下、「下げ余力」といいます。）への指令行ったときは、ΔkW約定量の範囲内で属地TSOの指令に追従していることを確認するために、以下のとおり許容範囲を算定します。

簡易指令システムで接続し出力変化量指令を選択する単独発電機、または需要家リスト・パターンの例

	許容範囲の算定区分	変更前指令量	変更後指令量	許容範囲の算定式
①	指令値変更に伴い応動している時間を除く時間	上げ余力内で一定		「当該30分コマのΔkW約定量×90%」以上
②		下げ余力内で一定		「当該30分コマのΔkW約定量×10%」以下
③	増加方向への指令値変更に伴い応動している時間	ΔkW約定量の範囲	上げ余力	「変更前指令量－当該30分コマのΔkW約定量×10%」以上
④		上げ余力	上げ余力	「当該30分コマのΔkW約定量×90%」以上
⑤		下げ余力	ΔkW約定量の範囲	「変更後指令量＋当該30分コマのΔkW約定量×10%」以下
⑥		下げ余力	下げ余力	「当該30分コマのΔkW約定量×10%」以下
⑦		下げ余力	上げ余力	制限無し（全域）
⑧		上げ余力	ΔkW約定量の範囲	「変更後指令量－当該30分コマのΔkW約定量×10%」以上
⑨	減少方向への指令値変更に伴い応動している時間	上げ余力	上げ余力	「当該30分コマのΔkW約定量×90%」以上
⑩		ΔkW約定量の範囲	下げ余力	「変更前指令量＋当該30分コマのΔkW約定量×10%」以下
⑪		下げ余力	下げ余力	「当該30分コマのΔkW約定量×10%」以下
⑫		上げ余力	下げ余力	制限無し（全域）

※ 単独発電機の場合で、簡易指令システムで接続し、出力調整指令（数値指令）を選択するとき、または専用線オンラインで接続するときは、表中における指令量を指令値に読み替えます。また、①②④⑥⑨⑪の許容範囲の算定においては、上表の算定式に「当該30分コマの発電計画電力」を加算します。

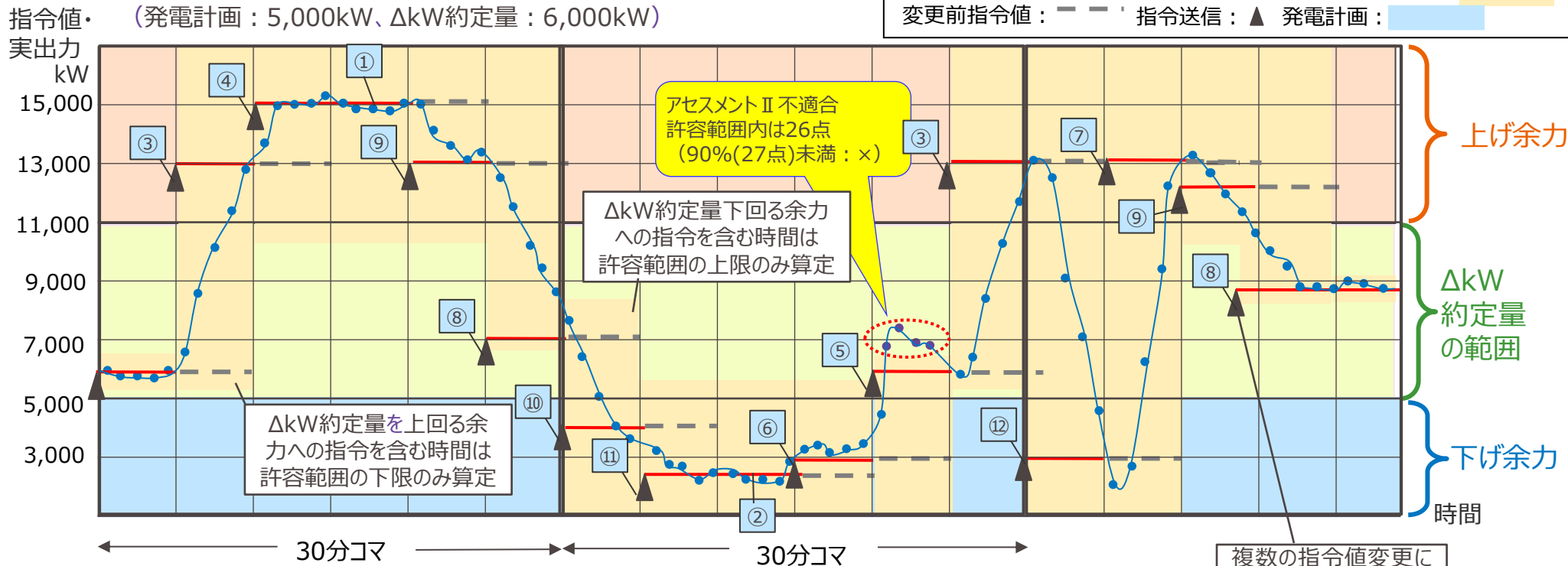
※ 許容範囲のイメージ図は次スライド参照ください。



<専用線単独発電機の例>

(発電計画：5,000kW、 ΔkW 約定量：6,000kW)

変更後指令値：— 供出電力(1分)：●●● 許容範囲：
変更前指令値：- - - 指令送信：▲ 発電計画：■



複数の指令値変更に
伴い応動している時間
が重複し、余力への指
令を含む場合は、指
令値の最小値または
最大値を元に許容範
囲を算定



別冊（二次調整力①） アセスメント

- アセスメント I については、 ΔkW の供出可能量が、 ΔkW 約定量を下回っていないかを確認します。
- 同一リソースが同一提供期間において複数約定している場合は、 ΔkW 約定単価が安い順にアセスメント I を実施いたします。なお、取引規程（需給調整市場）第44条（返還情報の登録）第2項各号のいずれかまたは複数に該当する場合を除き、複合市場商品の ΔkW 約定単価が上限価格を超えている場合にアセスメント I に用いる ΔkW 約定単価は、約定した複合市場商品の上限価格とします。ただし、複合商品に入札した場合、取引規程別冊（複合約定）第33条（約定の通知）第1項にもとづく約定結果の通知が単一商品の場合においても、複合商品における上限価格を適用します。
- 属地TSOが発電上限に出力制約等が反映されておらず不適当と認めた場合、発電上限電力を修正します。

○単独発電機におけるアセスメント I の算定式

- ・同一リソースが同一提供期間において複数約定していない場合

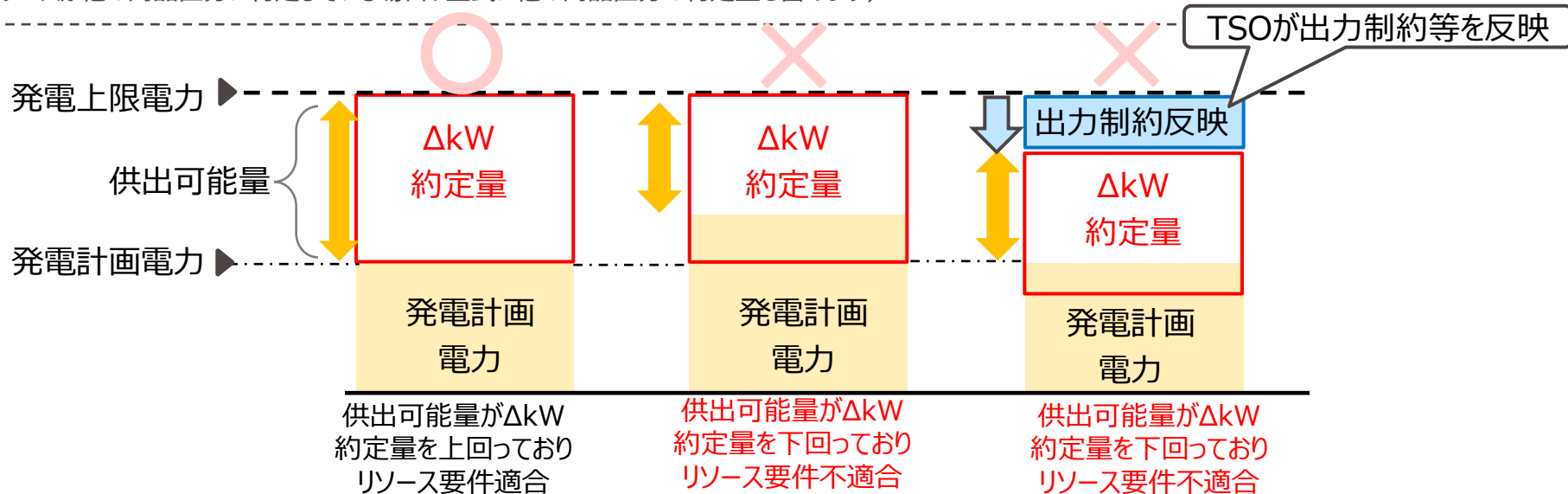
供出可能量 = 発電上限電力 - 発電計画電力

- ・同一リソースが同一提供期間において複数約定している場合

供出可能量 = 発電上限電力 - 発電計画電力 - 控除 ΔkW 約定量※

※ 当該リソースにおいて評価対象約定分の ΔkW 約定単価より ΔkW 約定単価が安い約定分および評価対象の約定分と ΔkW 約定単価が同一かつ既に評価を行った約定分の約定量合計

（同一リソースが他の商品区分に約定している場合、上式に他の商品区分の約定量も含めます）

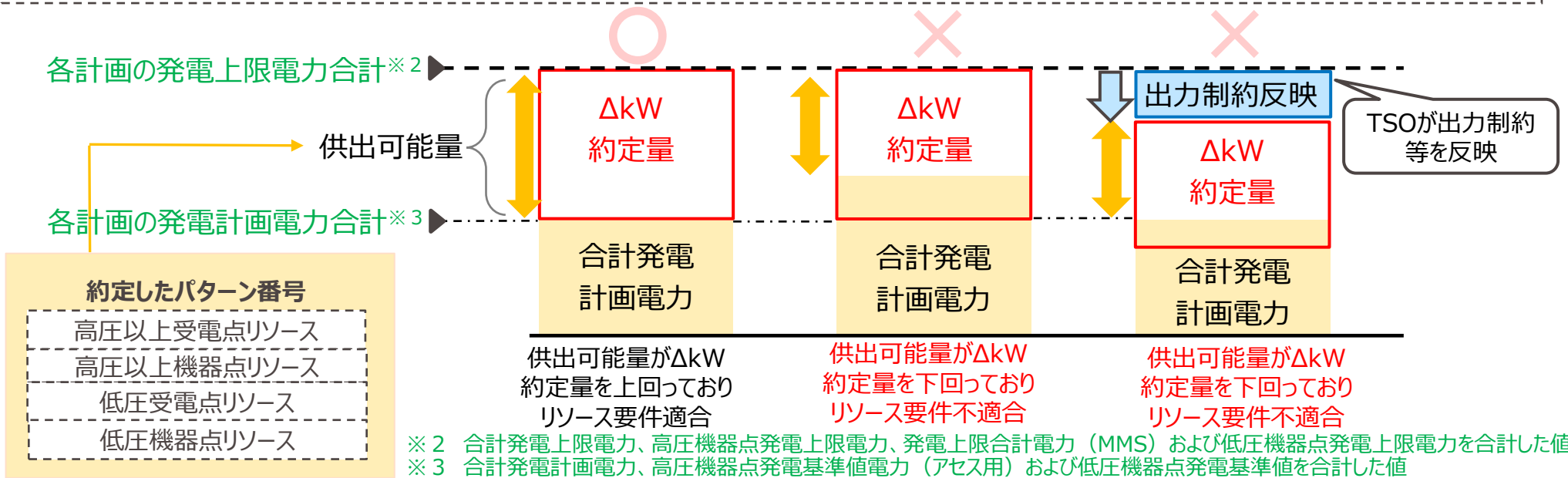


- アセスメント I については、 ΔkW の供出可能量が、 ΔkW 約定量を下回っていないかを確認します。
- 同一リソースが同一提供期間において複数約定している場合は、 ΔkW 約定単価が安い順にアセスメント I を実施いたします。なお、取引規程（需給調整市場）第44条（返還情報の登録）第2項各号のいずれかまたは複数に該当する場合を除き、複合市場商品の ΔkW 約定単価が上限価格を超えている場合にアセスメント I に用いる ΔkW 約定単価は、約定した複合市場商品の上限価格とします。ただし、複合商品に入札した場合、取引規程別冊（複合約定）第33条（約定の通知）第1項にもとづく約定結果の通知が単一商品の場合においても、複合商品における上限価格を適用します。
- 属地TSOが発電上限に出力制約等が反映されておらず不適当と認めた場合、合計発電上限電力を修正します。

アセスメント I における供出可能量は、同一リソースが同一提供期間において複数約定していない場合は、当該リスト・パターンに含まれるリソースにおいて算定された値を**当該リスト・パターン**ごとに合計した値とします。

同一リソースが同一提供期間において複数約定している場合は、当該リスト・パターンに含まれるリソースにおいて算定された値を**当該リスト・パターン**ごとに合計し、控除 ΔkW 約定量※1を差し引いた値とします。

※1 当該リソースにおいて評価対象約定分の ΔkW 約定単価より ΔkW 約定単価が安い約定分および評価対象の約定分と ΔkW 約定単価が同一かつ既に評価を行った約定分の約定量合計

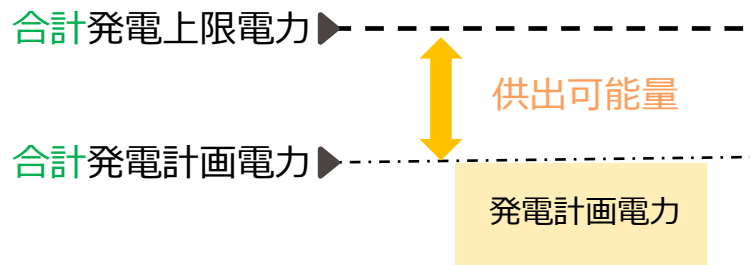


発電機リスト・パターンに含まれるリソースの算定

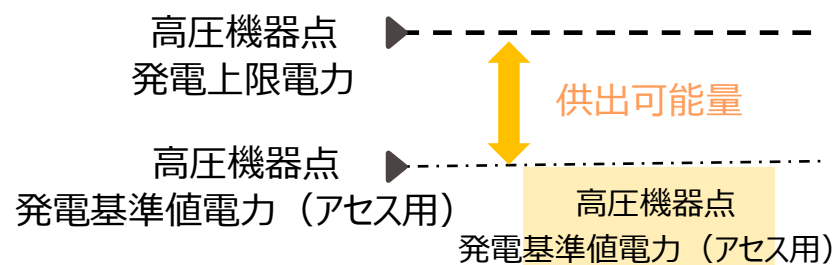
以下の算定は、同一の受電点リソースおよび同一の機器点リソースを対象として差し引く

- a 受電点の電圧が高圧以上で、受電点参入のリソース
 $\text{供出可能量} = \text{合計発電上限電力} - \text{合計発電計画電力}$
- b 受電点の電圧が高圧以上で、機器点参入のリソース
 $\text{供出可能量} = \text{高圧機器点発電上限電力} - \text{高圧機器点発電基準値電力 (アセス用)}$
- c 受電点の電圧が低圧で、受電点参入のリソース
 $\text{供出可能量} = \text{発電上限合計電力 (MMS)} - \text{発電計画合計電力 (MMS)}$
- d 受電点の電圧が低圧で、機器点参入のリソース
 $\text{供出可能量} = \text{低圧機器点発電上限電力} - \text{低圧機器点発電基準値電力}$

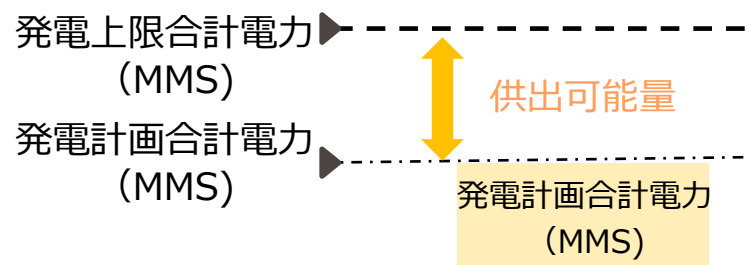
a 受電点の電圧が高圧以上で、受電点参入のリソース



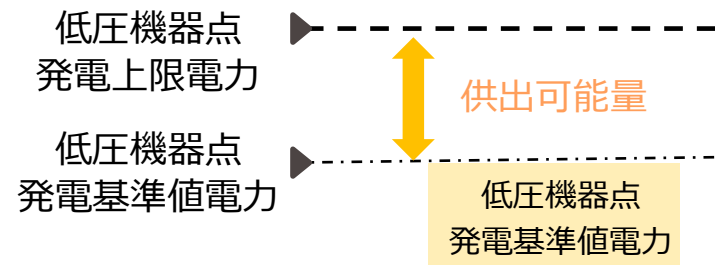
b 受電点の電圧が高圧以上で、機器点参入のリソース



c 受電点の電圧が低圧で、受電点参入のリソース



d 受電点の電圧が低圧で、機器点参入のリソース

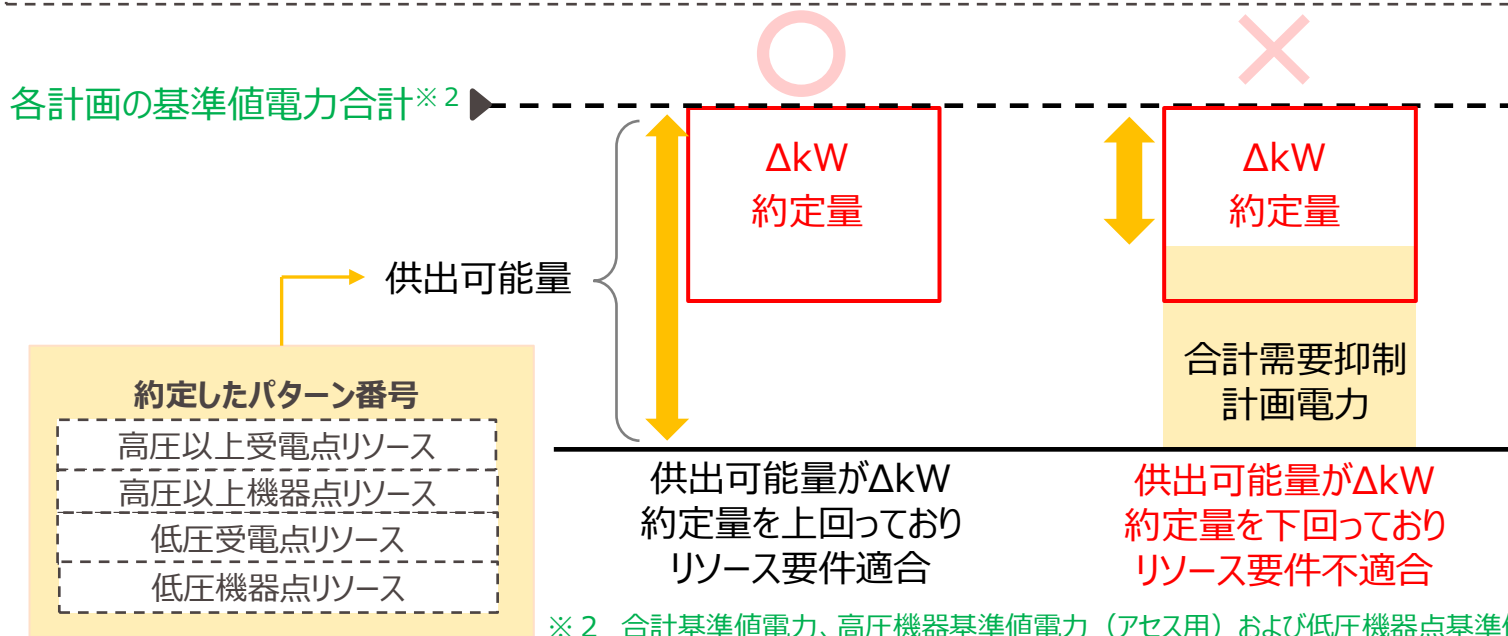


- アセスメント I については、 ΔkW の供出可能量が、 ΔkW 約定量を下回っていないかを確認します。
- 同一リソースが同一提供期間において複数約定している場合は、 ΔkW 約定単価が安い順にアセスメント I を実施いたします。なお、複合市場商品の ΔkW 約定単価が上限価格を超えている場合にアセスメント I に用いる ΔkW 約定単価は、約定した複合市場商品の上限価格とします。ただし、複合商品に入札した場合、取引規程別冊（複合約定）第33条（約定の通知）第1項にもとづく約定結果の通知が単一商品の場合においても、複合商品における上限価格を適用します。

アセスメント I における供出可能量は、同一リソースが同一提供期間において複数約定していない場合は、当該リスト・パターンに含まれるリソースにおいて—(受電点参入のリソースは系統コードごとに)—算定された値を当該リスト・パターンごとに合計した値とします。

同一リソースが同一提供期間において複数約定している場合は、当該リスト・パターンに含まれるリソースにおいて—(受電点参入のリソースは系統コードごとに)—算定された値を当該リスト・パターンごとに合計し、控除 ΔkW 約定量※¹を差し引いた値とします。

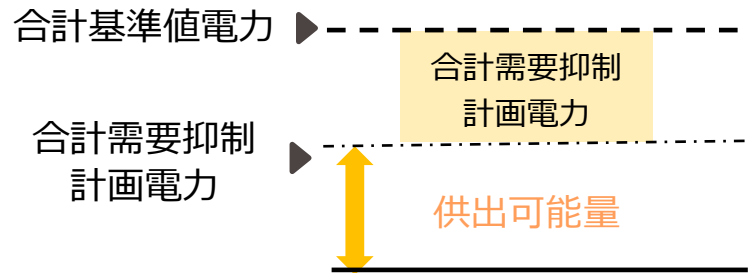
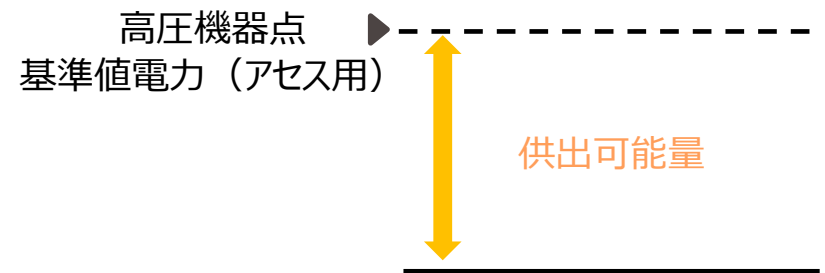
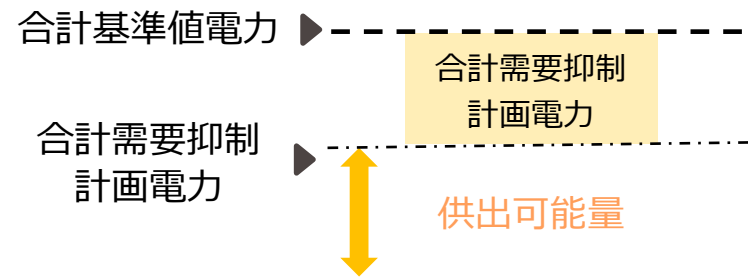
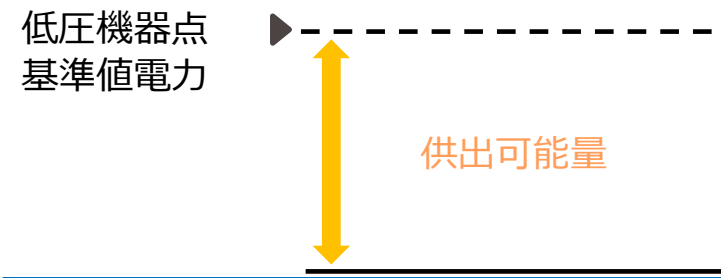
※¹ 当該リソースにおいて評価対象約定分の ΔkW 約定単価より ΔkW 約定単価が安い約定分および評価対象の約定分と ΔkW 約定単価が同一かつ既に評価を行った約定分の約定量合計



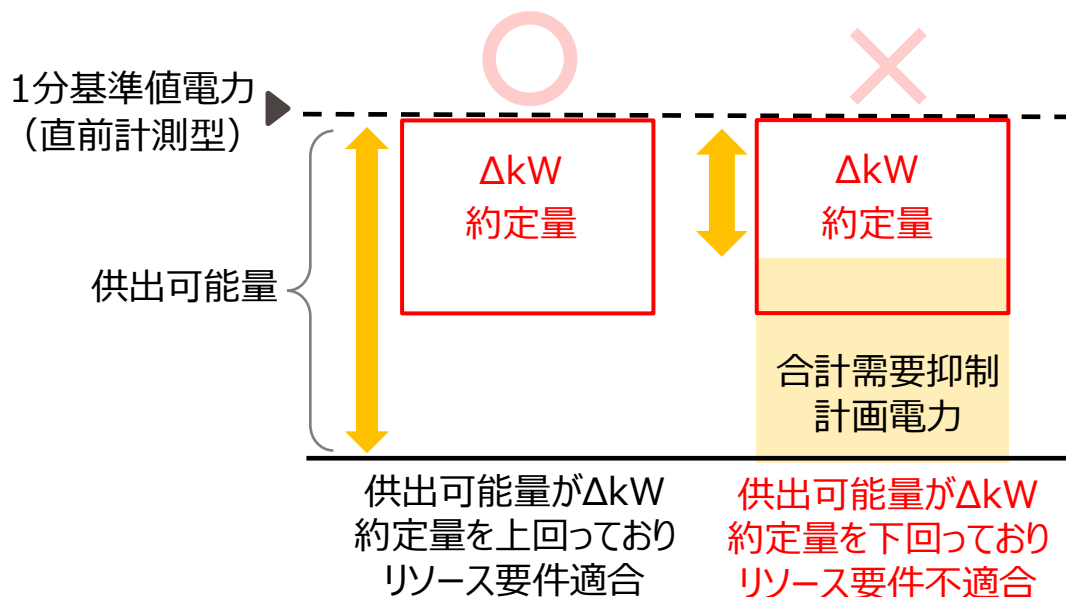
需要家リスト・パターンに含まれるリソースの算定

以下の機器点参入のリソースの算定は、同一の機器点リソースを対象として差し引く

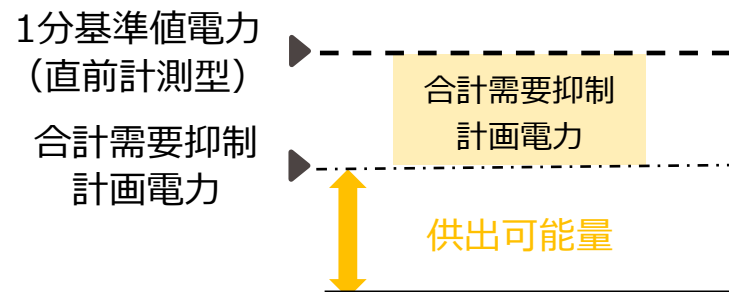
- a 受電点の電圧が高圧以上で、受電点参入のリソース
供出可能量 = 合計基準値電力 - 合計需要抑制計画電力
- b 受電点の電圧が高圧以上で、機器点参入のリソース
供出可能量 = 高圧機器点基準値電力 (アセス用)
- c 受電点の電圧が低圧で、受電点参入のリソース
供出可能量 = 合計基準値電力 - 合計需要抑制計画電力
- d 受電点の電圧が低圧で、機器点参入のリソース
供出可能量 = 低圧機器点基準値電力

a 受電点の電圧が高圧以上で、受電点参入のリソース**b 受電点の電圧が高圧以上で、機器点参入のリソース****c 受電点の電圧が低圧で、受電点参入のリソース****d 受電点の電圧が低圧で、機器点参入のリソース**

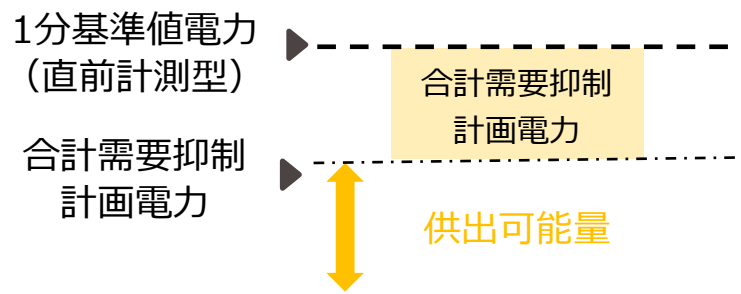
需要家リスト・パターンおよびネガポジリスト・パターンにおいて、需要リソースを用いる場合で直前計測型を選択しているときの
アセスメント I に用いる値
約定したパターン番号単位の1分基準値電力（直前計測型）または属地周期基準値電力（直前計測型）の値とします



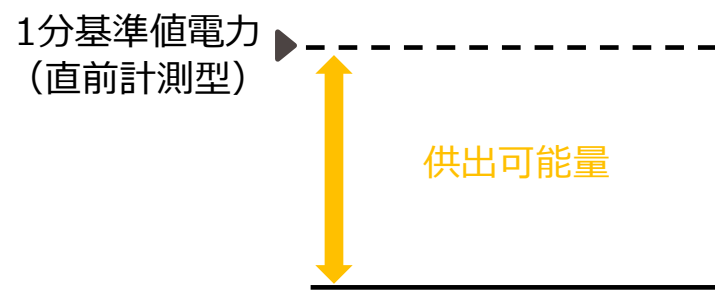
a 受電点の電圧が高圧以上で、受電点参入のリソース



b 受電点の電圧が低圧で、受電点参入のリソース



c 受電点の電圧が低圧で、機器点参入のリソース



- アセスメント I については、 ΔkW の供出可能量が、 ΔkW 約定量を下回っていないかを確認します。
- 同一リソースが同一提供期間において複数約定している場合は、 ΔkW 約定単価が安い順にアセスメント I を実施いたします。なお、取引規程（需給調整市場）第44条（返還情報の登録）第2項各号のいずれかまたは複数に該当する場合を除き、複合市場商品の ΔkW 約定単価が上限価格を超えている場合にアセスメント I に用いる ΔkW 約定単価は、約定した複合市場商品の上限価格とします。ただし、複合商品に入札した場合、取引規程別冊（複合約定）第33条（約定の通知）第1項にもとづく約定結果の通知が単一商品の場合においても、複合商品における上限価格を適用します。
- 属地TSOが発電上限に出力制約等が反映されておらず不適当と認めた場合、合計発電上限電力を修正します。

アセスメント I における供出可能量は、同一リソースが同一提供期間において複数約定していない場合は、当該リスト・パターンに含まれるリソースにおいて~~（需要リソースを用いる受電点参入のリソースは系統コードごとに）~~算定された値を当該リスト・パターンごとに合計した値とします。

同一リソースが同一提供期間において複数約定している場合は、当該リスト・パターンに含まれるリソースにおいて~~（需要リソースを用いる受電点参入のリソースは系統コードごとに）~~算定された値を当該リスト・パターンごとに合計し、控除 ΔkW 約定量※¹を差し引いた値とします。

※1 当該リソースにおいて評価対象約定分の ΔkW 約定単価より ΔkW 約定単価が安い約定分および評価対象の約定分と ΔkW 約定単価が同一かつ既に評価を行った約定分の約定量合計

各計画の発電上限電力合計※² +
各計画の基準値電力合計※³

供出可能量

各計画の発電計画電力合計※⁴ +
合計需要抑制計画電力

約定したパターン番号

ポジ

ネガ

高圧以上受電点
高圧以上機器点
低圧受電点
低圧機器点

高圧以上受電点
高圧以上機器点
低圧受電点
低圧機器点

ΔkW
約定量

合計需要抑制
計画電力
合計発電計画
電力

供出可能量が ΔkW
約定量を上回っており
リソース要件適合

ΔkW
約定量

合計需要抑制
計画電力
合計発電計画
電力

供出可能量が ΔkW
約定量を下回っており
リソース要件不適合

出力制約反映

ΔkW
約定量

合計需要抑制
計画電力
合計発電計画
電力

供出可能量が ΔkW
約定量を下回っており
リソース要件不適合

TSOが出力制約
等を反映

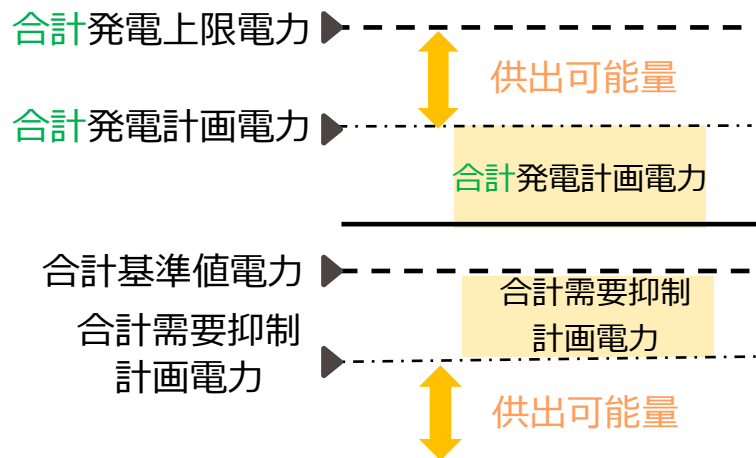
- ※² 合計発電上限電力、高圧機器点発電上限電力、発電上限合計電力（MMS）および低圧機器点発電上限電力を合計した値
 ※³ 合計基準値電力、高圧機器基準値電力（アセス用）および低圧機器点基準値電力を合計した値
 ※⁴ 合計発電計画電力、高圧機器点発電基準値電力（アセス用）および低圧機器点発電基準値電力を合計した値



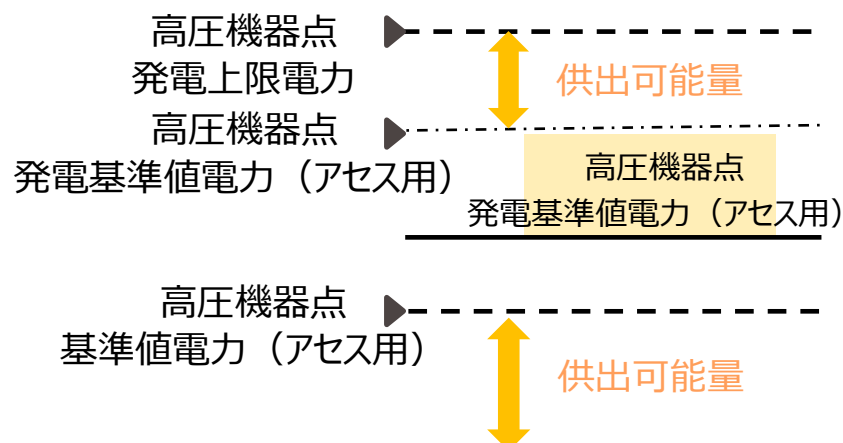
ネガポジリスト・パターンに含まれるリソースの算定

前スライドまでの発電機リスト・パターンおよび需要家リスト・パターンに含まれるリソースの算定で算出された値を合算した値とする

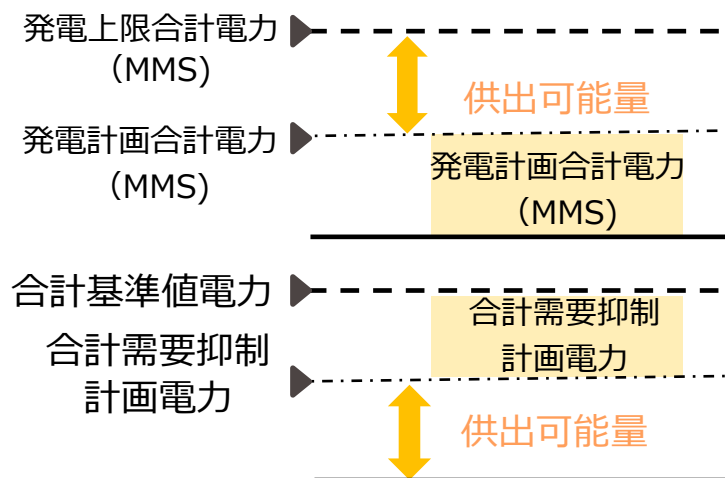
a 受電点の電圧が高圧以上で、受電点参入のリソース



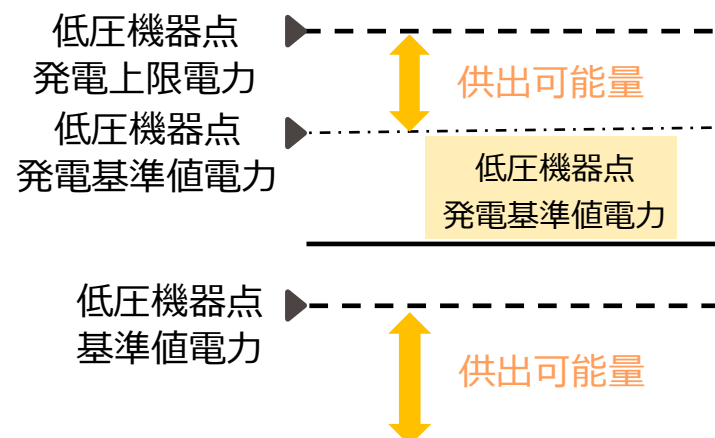
b 受電点の電圧が高圧以上で、機器点参入のリソース



c 受電点の電圧が低圧で、受電点参入のリソース

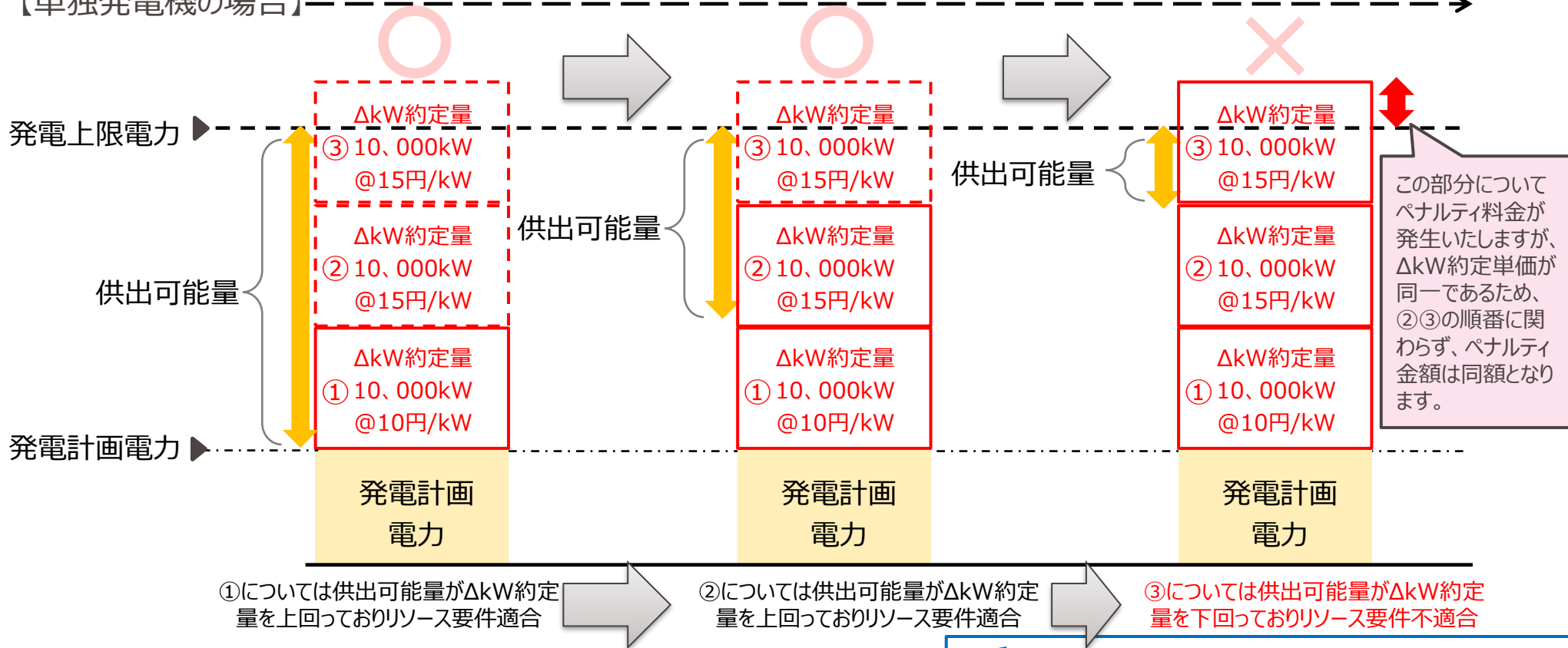


d 受電点の電圧が低圧で、機器点参入のリソース



- 同一リソースが同一提供期間において複数約定している場合、 ΔkW 約定単価が安い順にアセスメント I を実施いたします。
- 同一リソースのそれぞれの ΔkW 約定分について、控除 ΔkW 約定量（当該リソースにおいて評価対象約定分の ΔkW 約定単価より ΔkW 約定単価が安い約定分および評価対象の約定分と ΔkW 約定単価が同一かつ既に評価を行った約定分の約定量合計）を供出可能量から差し引いてアセスメント I を実施いたします。

【単独発電機の場合】 ΔkW 約定単価が安いものからアセスメントを実施



- 提供期間にトラブル等が発生した際には取引規程 第39条に定めるとおり、出力制約等を適切に反映した発電上限電力を設定いたします。
- 30分コマ内でトラブルが発生した際は、当該コマについては調整力として供出可能だった時間と提出されていた発電上限電力を平均してアセスメント I に用いる発電上限が設定されます。
- なお、発電計画等の計画類については反映可能なコマから速やかに反映いただく必要がございます。

出力制約等を適切に反映した発電上限電力を設定

計画変更の間に合うコマから適切な計画を提出

1 コマ目の 15 分に事故発生の場合

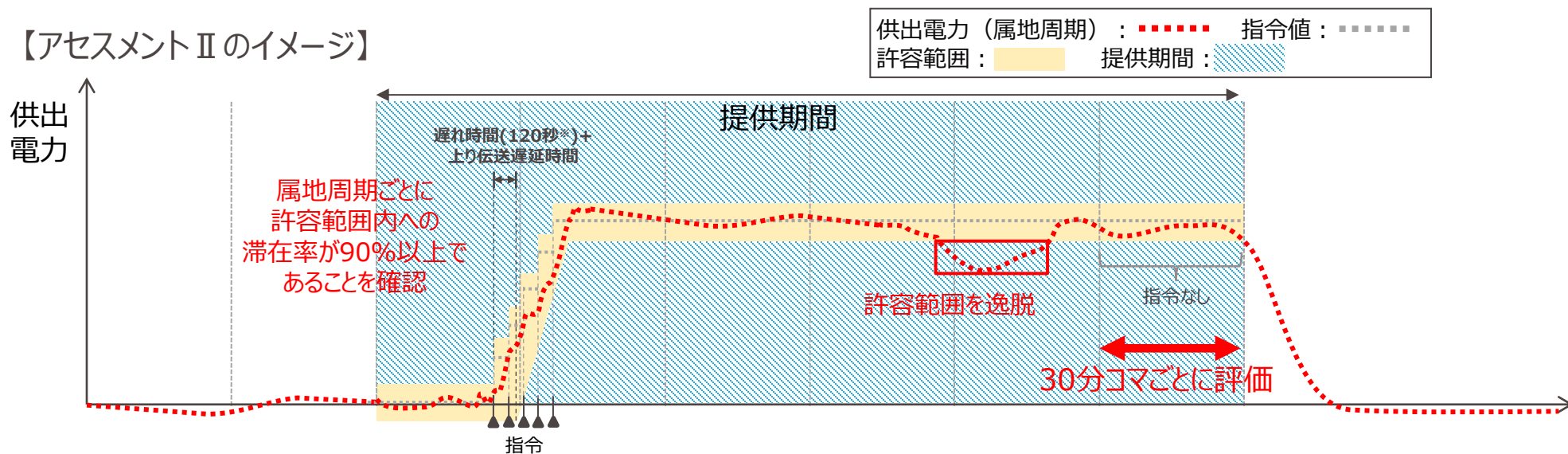
6 コマ目の 15 分に事故復旧の場合

約定コマ	1	2	3	4	5	6
発電上限	<u>100→0</u>	0	0	(変更後計画) 0	(変更後計画) 0	<u>0→100</u>
約定量	100	100	100	100	100	100
アセスメント I に 用いる発電上限	<u>50</u>	0	0	0	0	<u>50</u>
アセス I	<u>一部不適合</u>	全量不適合	全量不適合	全量不適合	全量不適合	<u>一部不適合</u>



- アセスメントⅡは、提供期間の30分コマごとに実施します。
- リソースの供出電力（属地周期）が許容範囲内であることを属地TSOの送信周期ごとに確認することとし、各30分コマにおいて、計測点のうち90%以上が許容範囲内である場合に要件適合とします。
- なお、同一リソースが同一提供期間において複数約定している場合、リソース単位に Δ kW約定量を合計して一体でアセスメントⅡを実施します。
- 供出電力（属地周期）および許容範囲の具体的な算出方法については、次スライド以降で説明します。

【アセスメントⅡのイメージ】



滞在率 100%	滞在率 100%	滞在率 100%	滞在率 95%	滞在率 50%	滞在率 100%

判定 結果	アセスマ ント対象外	アセスマ ント対象外	要件 適合	要件 適合	要件 適合	要件 適合	要件 不適合	要件 適合	アセスマ ント対象外	アセスマ ント対象外

※ 新設発電機の場合は30秒



- アセスメントⅡに用いる供出電力（属地周期）は、属地TSOが取引会員から受信した瞬時供出電力から下記のとおり算出します。
 - 供出電力（属地周期）の算定式
 - a 単独発電機（出力変化量指令および出力増減指令（接点信号））の場合
 - (a) 補正計測電力を瞬時供出電力として受信しているとき：
受信した瞬時供出電力から属地周期発電計画電力を差し引いた値
 - (b) 補正計測電力から属地周期発電計画電力を差し引いた値を瞬時供出電力として受信しているとき：
受信した瞬時供出電力
 - b 単独発電機（出力調整指令（数値指令））の場合
受信した瞬時供出電力（補正計測電力）
 - c 各リスト・パターンの場合
受信した瞬時供出電力
- なお、取引規程第13条（リソース等が満たすべき要件）に定める瞬時供出電力が当該時間の終了時刻から1秒から5秒程度以内に送信されなかった場合で、属地TSOから求めがあった日の翌営業日までに通知が行われなかったことにより、供出電力（属地周期）が算定できなかったときは、当該供出電力（属地周期）について許容範囲を逸脱したものとして扱います。
- また、単独発電機の場合は補正計測電力、各リスト・パターンの場合は合計補正計測電力および合計機器点補正計測電力を合算した値を30分コマごとに平均した値が、欠測等により託送計量器および機器点の特例計量器により計量された電力量を2倍して電力に換算した値と比較し、一定の閾値を超えるかい離があった場合は、取引会員と属地TSOにおいて協議を行うこととし、かい離の原因が取引会員が用いる計量器と送計量器もしくは機器点の特例計量器の計測誤差または取引会員が用いる計量器と託送計量器もしくは機器点の特例計量器の異常等にもとづくものと属地TSOが認めるときに限り、取引会員に対し、アセスメントⅡに用いる実績の代用データの提出を求め、あらためて供出電力（属地周期）を定めます。属地TSOが認めないと判断した場合は、アセスメントⅡの不適合等の処置を実施します。



- アセスメントⅡの許容範囲は、下記にて算定します。なお、以下の「応動時間」は5分、「遅れ時間」は120秒※1、「上り伝送遅延時間」は、取引会員と属地TSOの間で協議のうえ、定めた値といたします。また、算定された許容範囲の時間が重複する場合は、それぞれ算定された属地周期ごとの許容範囲のうち上限は最大値、下限は最小値をそれぞれ用いるものとします。

○許容範囲の算定式(出力変化量指令および出力増減指令（接点信号）を選択する場合※2)

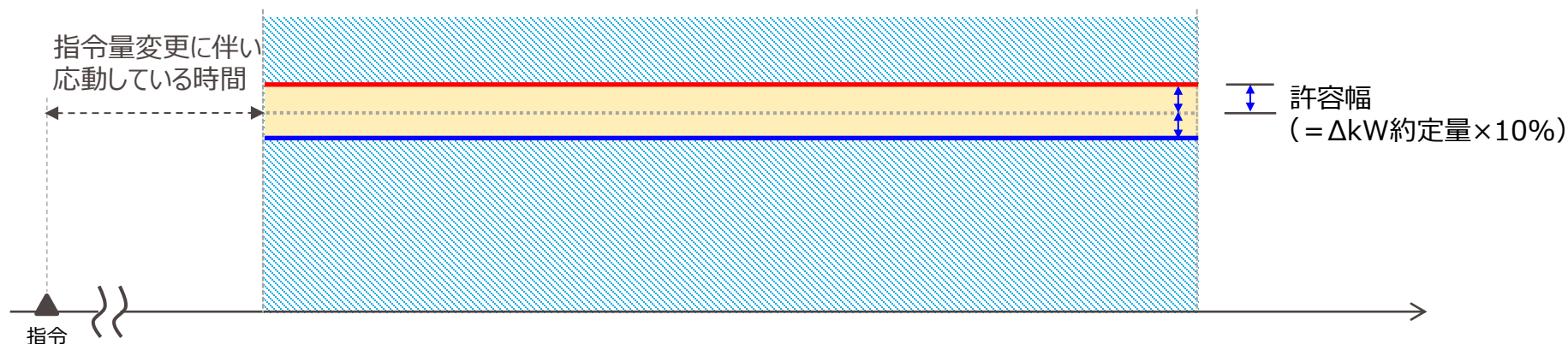
①指令量変更に伴い応動している時間を除く時間※3

下限値：指令量－当該30分コマの $\Delta k W$ 約定量 $\times 10\%$

上限値：指令量＋当該30分コマの $\Delta k W$ 約定量 $\times 10\%$

【許容範囲のイメージ(出力変化量指令および出力増減指令（接点信号）を選択する場合※2)】

上限値： — 下限値： — 指令量：
 許容範囲： ■ 許容幅： $\longleftrightarrow$



※1 新設発電機の場合は30秒

※2 出力調整指令（数値指令）の場合は指令量を指令値に読み替える。

※3 「指令量変更に伴い応動している時間」として扱う対象は、属地TSOが指令を送信してから5分間といたします。

なお、余力への指令を行った場合の「指令量変更に伴い応動している時間」として扱う対象は、変更後指令が送信されてから遅れ時間の経過以降、需給調整市場システムへデータ登録されたLFC変化速度で応動したときに送信された指令値に到達するまでの時間、または応動時間のいずれか長い方といたします。



- アセスメントⅡの許容範囲は、下記にて算定します。なお、以下の「応動時間」は5分、「遅れ時間」は120秒※1、「上り伝送遅延時間」は、取引会員と属地TSOの間で協議のうえ、定めた値といたします。また、算定された許容範囲の時間が重複する場合は、それぞれ算定された属地周期ごとの許容範囲のうち上限は最大値、下限は最小値をそれぞれ用いるものとします。

○許容範囲の算定式(出力変化量指令および出力増減指令(接点信号)を選択する場合※2)

②変更前指令量から増加する変更指令があった場合

- a. 変更後指令が送信されてから遅れ時間および上り伝送遅延時間が経過するまで

下限値：変更前指令量－当該30分コマの $\Delta k W$ 約定量 $\times 10\%$

上限値：変更後指令量＋当該30分コマの $\Delta k W$ 約定量 $\times 10\%$

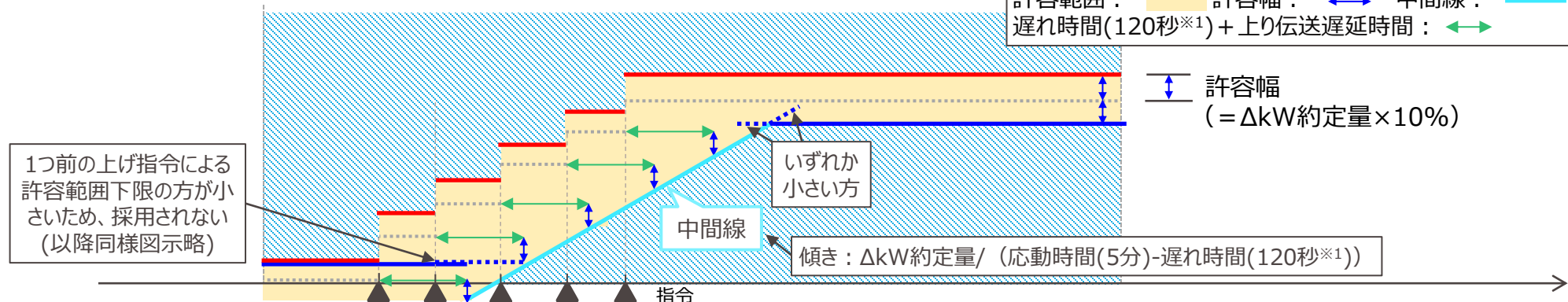
- b. 変更後指令が送信されてから遅れ時間および上り伝送遅延時間の経過以降、応動時間および上り伝送遅延時間経過するまで※3

下限値：「変更前指令量＋当該30分コマの $\Delta k W$ 約定量／（応動時間－遅れ時間） $\times$ （変更後指令からの経過時間－遅れ時間－上り伝送遅延時間）－当該30分コマの $\Delta k W$ 約定量 $\times 10\%$ 」または「変更後指令量－当該30分コマの $\Delta k W$ 約定量 $\times 10\%$ 」のいずれか小さい方
ただし、変更後指令が送信されてから応動時間および上り伝送遅延時間が経過するまでに次の指令があった場合、上記算定式の「変更後指令量－当該30分コマの $\Delta k W$ 約定量 $\times 10\%$ 」の許容範囲は変更後指令が送信されてから遅れ時間および上り伝送遅延時間の経過以降、次の変更指令が送信されてから遅れ時間および上り伝送遅延時間が経過するまでとします。

上限値：変更後指令量＋当該30分コマの $\Delta k W$ 約定量 $\times 10\%$

※3 余力への指令を行った場合は、変更後指令が送信されてから遅れ時間の経過以降、需給調整市場システムヘデータ登録されたLFC変化速度で応動したときに送信された指令値に到達するまでの時間、または応動時間のいずれか長い方および上り伝送遅延時間が経過するまでとします。

【許容範囲のイメージ(出力変化量指令および出力増減指令(接点信号)を選択する場合※2)】



※1 新設発電機の場合は30秒

※2 出力調整指令(数値指令)の場合は指令量を指令値に読み替える。



- アセスメントⅡの許容範囲は、下記にて算定します。なお、以下の「応動時間」は5分、「遅れ時間」は120秒※1、「上り伝送遅延時間」は、取引会員と属地TSOの間で協議のうえ、定めた値といたします。また、算定された許容範囲の時間が重複する場合は、それぞれ算定された属地周期ごとの許容範囲のうち上限は最大値、下限は最小値をそれぞれ用いるものとします。

○許容範囲の算定式(出力変化量指令および出力増減指令(接点信号)を選択する場合※2)

③変更前指令量から減少する変更指令があった場合

- a. 変更後指令が送信されてから遅れ時間および上り伝送遅延時間が経過するまで

下限値：変更後指令量－当該30分コマの $\Delta k W$ 約定量 $\times 10\%$

上限値：変更前指令量＋当該30分コマの $\Delta k W$ 約定量 $\times 10\%$

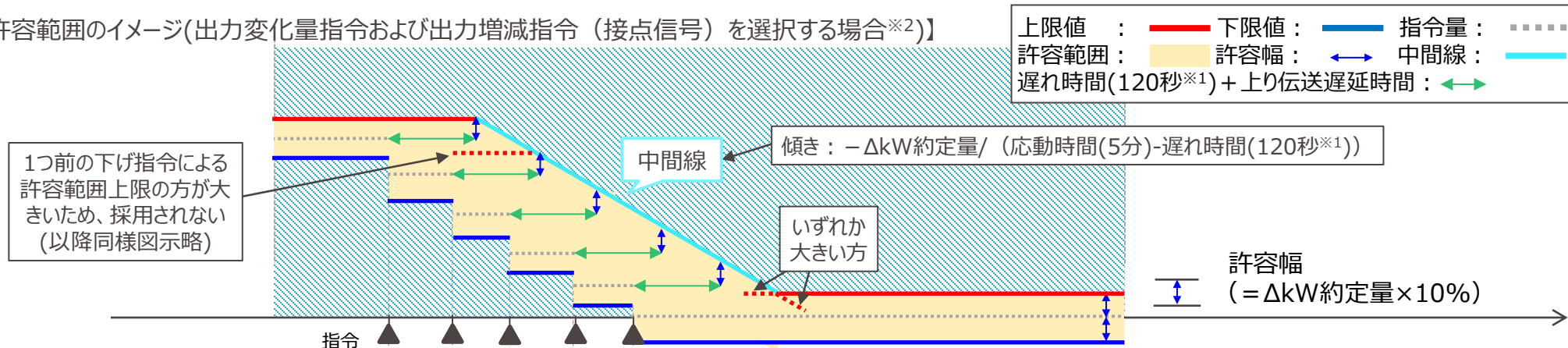
- b. 変更後指令が送信されてから遅れ時間および上り伝送遅延時間の経過以降、応動時間および上り伝送遅延時間経過するまで※3

下限値：変更後指令量－当該30分コマの $\Delta k W$ 約定量 $\times 10\%$

上限値：「変更前指令量－当該30分コマの $\Delta k W$ 約定量 $\div$ （応動時間－遅れ時間） $\times$ （変更後指令からの経過時間－遅れ時間－上り伝送遅延時間）＋当該30分コマの $\Delta k W$ 約定量 $\times 10\%$ 」または「変更後指令量＋当該30分コマの $\Delta k W$ 約定量 $\times 10\%$ 」のいずれか大きい方
ただし、変更後指令が送信されてから応動時間および上り伝送遅延時間が経過するまでに次の指令があった場合、上記算定式の「変更後指令量＋当該30分コマの $\Delta k W$ 約定量 $\times 10\%$ 」の許容範囲は変更後指令が送信されてから遅れ時間および上り伝送遅延時間の経過以降、次の変更指令が送信されてから遅れ時間および上り伝送遅延時間が経過するまでとします。

※3 余力への指令を行った場合は、変更後指令が送信されてから遅れ時間の経過以降、需給調整市場システムヘデータ登録されたLFC変化速度で応動したときに送信された指令値に到達するまでの時間、または応動時間のいずれか長い方および上り伝送遅延時間が経過するまでとします。

【許容範囲のイメージ(出力変化量指令および出力増減指令(接点信号)を選択する場合※2)】



※1 新設発電機の場合は30秒

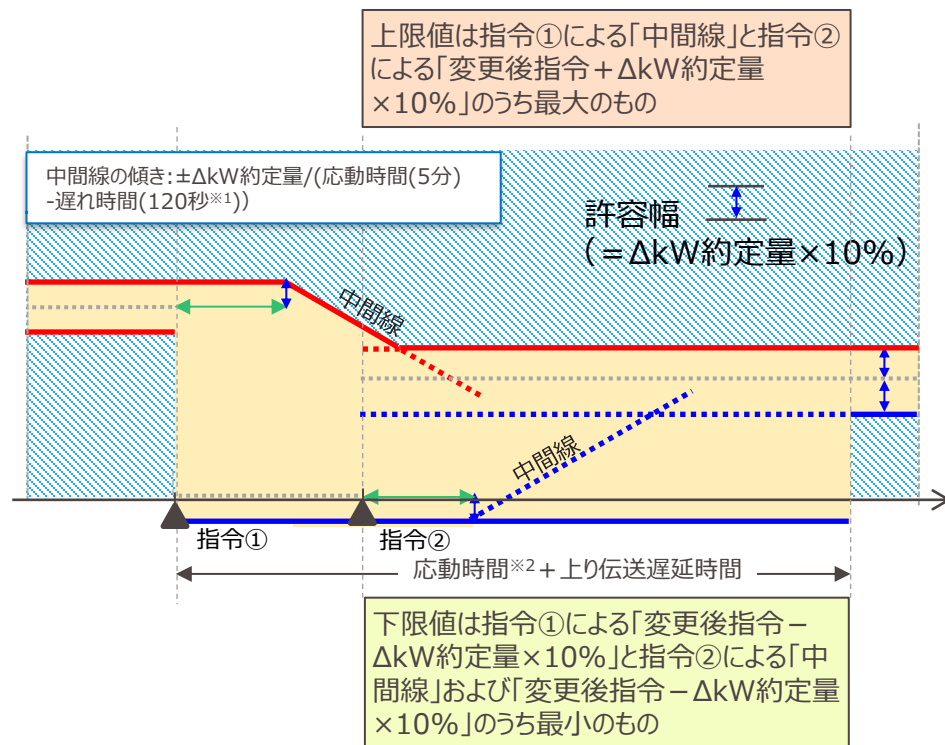
※2 出力調整指令(数値指令)の場合は指令量を指令値に読み替える。



指令への応動中に指令量を変更した場合のアセスメントⅡについては、各指令値による許容範囲を応動時間まで設定し、上限値は最大、下限値は最小をそれぞれ採用することから、以下となります。

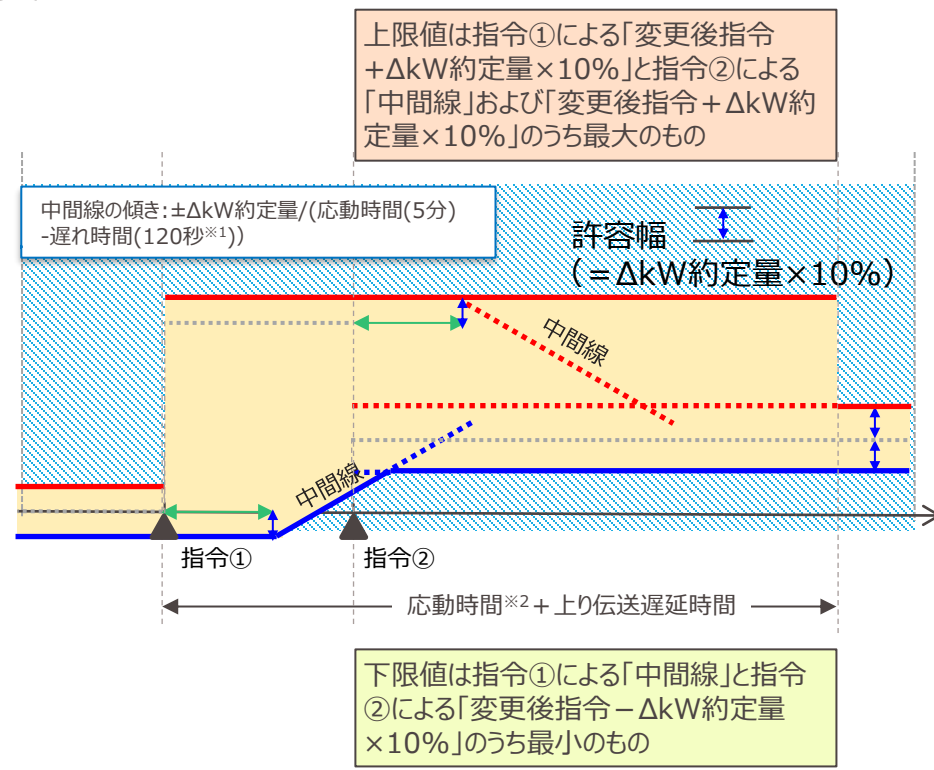
[ケース1]

減少方向への指令中に変更前指令量から増加する変更指令があった場合



[ケース2]

増加方向への指令中に変更前指令量から減少する変更指令があった場合



※1 新設発電機の場合は30秒

※2 余力への指令を行った場合は、変更後指令が送信されてから遅れ時間の経過以降、需給調整市場システムへデータ登録されたLFC変化速度で応動したときに送信された指令値に到達するまでの時間、または応動時間のいずれか長い方

上限値 : 赤線 下限値 : 青線 指令量 : 黒点線
許容範囲 : 黄色塗りつぶし 許容幅 : 青二重矢印
遅れ時間(120秒^{※1}) + 上り伝送遅延時間 : 緑二重矢印



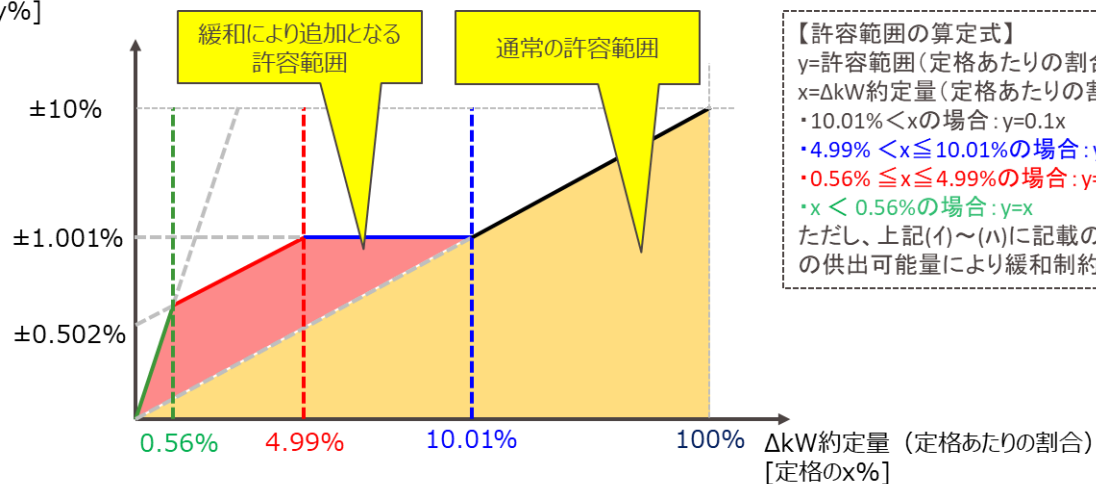
- 単独発電機において、 $\Delta k W$ 約定量が定格出力の10.01%以下の場合は、573～576スライドで算定した許容範囲、または本スライドで算定した許容範囲のいずれか大きい方とする。
※システム対応が可能なエリアは、電源差し替え時のリソースも対象とする。

- (イ) $\Delta k W$ 約定量が定格出力の4.99%より大きく10.01%以下の場合
供出可能量または定格出力の10.01%のいずれか小さい方を $\Delta k W$ 約定量とみなして、算定した許容範囲。
- (ロ) $\Delta k W$ 約定量が定格出力の0.56%以上かつ4.99%以下の場合
供出可能量または定格出力の5.02%と $\Delta k W$ 約定量の和のいずれか小さい方を $\Delta k W$ 約定量とみなして、算定した許容範囲。
- (ハ) $\Delta k W$ 約定量が定格出力の0.56%より小さい場合
供出可能量を $\Delta k W$ 約定量とみなして算定した許容範囲、または $\Delta k W$ 約定量のいずれか小さい方。

【許容範囲のイメージ】

出所) 第52回需給調整市場検討小委員会 (2024.12.5) 資料3をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2024/files/jukyu_shijyo_52_03.pdf

許容範囲 (定格あたりの割合)
[定格のy%]



【許容範囲の算定式】

y=許容範囲 (定格あたりの割合)
 $x=\Delta kW$ 約定量 (定格あたりの割合)

- $10.01\% < x$ の場合 : $y=0.1x$
- $4.99\% < x \leq 10.01\%$ の場合 : $y=1.001$
- $0.56\% \leq x \leq 4.99\%$ の場合 : $y=0.1x+0.502$
- $x < 0.56\%$ の場合 : $y=x$

ただし、上記(イ)～(ハ)に記載の通り、各商品の
 供出可能量により緩和制約がある。

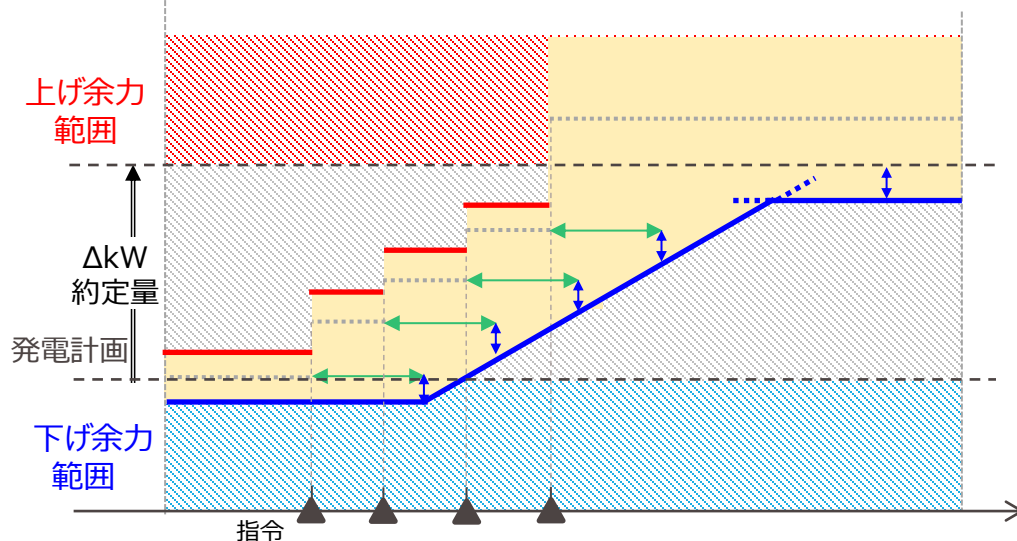
- 以下に該当する30分コマについては、アセスメントⅡの対象外といたします。
 - 余力活用に関する契約を締結していない場合で、取引規程第26条（取引対象の $\Delta k W$ ）に定める $\Delta k W$ の要件を超えて指令を行った時間を含むとき
 - 余力活用に関する契約を締結している場合で、取引規程第26条（取引対象の $\Delta k W$ ）第1項(2)に定める指令以外の方法で指令を行った時間を含むとき
- 約定したリソースが余力活用に関する契約を締結している場合で、 $\Delta k W$ 約定量以上の余力の部分を使用した時間を含むときにおいても、 $\Delta k W$ 約定量の範囲内で属地TSOの指令に従い実際に調整していることを確認いたします。

$\Delta k W$ 約定量以上の余力の部分を使用した時間を含む場合に属地TSOの指令に従い実際に調整しているかどうかの確認方法

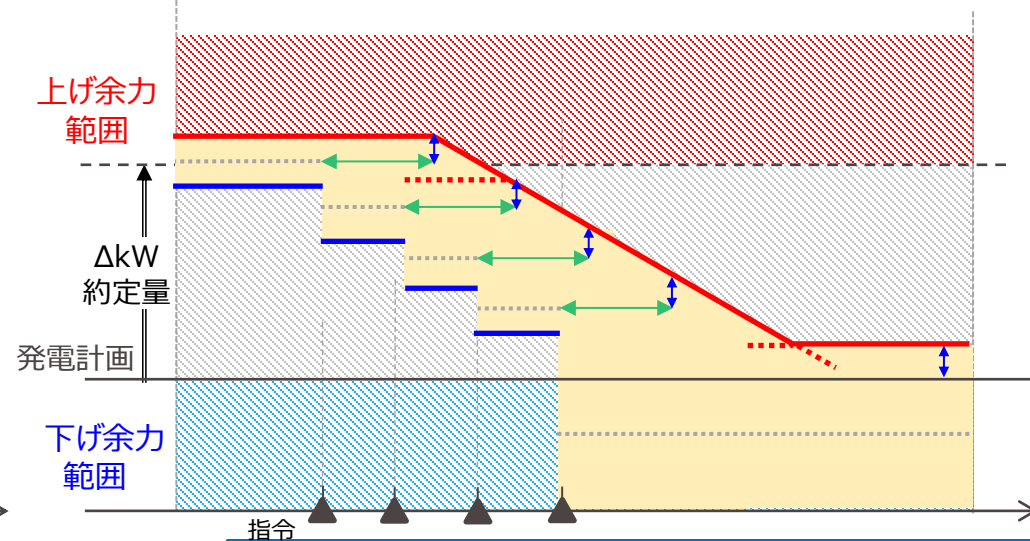
(下図は、単独発電機かつ出力調整指令（数値指令）の場合をイメージしております。)

上限値 : 上限値 : 指令量 :
 許容範囲 : 許容幅 : 遅れ時間(120秒※) + 上り伝送遅延時間 :

①発電計画電力を基準として $\Delta k W$ 約定量の範囲外に上げ指令を行った場合の許容範囲



②発電計画電力を基準として $\Delta k W$ 約定量の範囲外に下げ指令を行った場合の許容範囲



※ 新設発電機の場合は30秒

- 約定したリソースが余力活用に関する契約を締結している場合で、二次調整力①のΔkW約定量を上回る範囲（以下、「上げ余力」といいます。）または下回る範囲（以下、「下げ余力」といいます。）への指令行ったときは、ΔkW約定量の範囲内で属地TSOの指令に追従していることを確認するために、以下のとおり許容範囲を算定します。

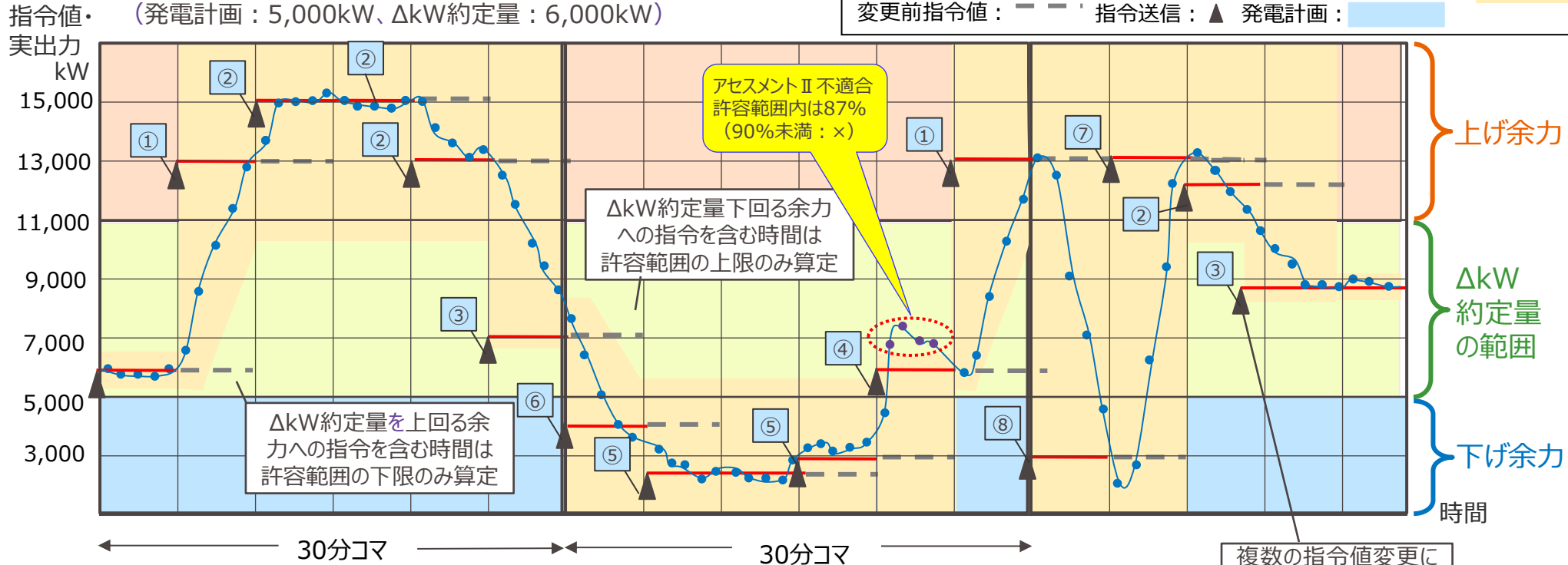
	変更前指令量	変更後指令量	許容範囲の算定式（出力変化量指令、出力増減指令（接点信号）の場合※）
①	ΔkW約定量の範囲	上げ余力	上限値：制限無し 下限値：573～575スライドに記載したアセスメントの下限値または「当該30分コマのΔkW約定量×90%」※のいずれか小さい方
②	上げ余力	上げ余力	
③	上げ余力	ΔkW約定量の範囲	
④	下げ余力	ΔkW約定量の範囲	上限値：573～575スライドに記載したアセスメントの上限値または「当該30分コマのΔkW約定量×10%」※のいずれか大きい方 下限値：制限無し
⑤	下げ余力	下げ余力	
⑥	ΔkW約定量の範囲	下げ余力	
⑦	下げ余力	上げ余力	制限無し（全域）
⑧	上げ余力	下げ余力	

※ 出力調整指令（数値指令）の場合は当該30分コマの発電計画電力に上乗せする。

＜専用線単独発電機の例＞

(発電計画：5,000kW、 ΔkW 約定量：6,000kW)

変更後指令値：— 供出電力(属地周期)：●●● 許容範囲：
 変更前指令値：- - - 指令送信：▲ 発電計画：



- 属地TSOは必要に応じて、機器点参入に用いるリソースの応動実績値を取引会員へ事前の通知なしに直接確認することができます。
- 応動実績値の確認を求められた取引会員は、その求めに遅滞なく応じる必要があります。
- 上記確認の結果、アセスメントⅡに提出された応動実績値に改ざん等の不正行為があると属地TSOが判断した場合、アセスメントⅡの不適合等の処置の実施および取引規程（需給調整市場）第41条（アセスメント要件不適合時の対応）第4項の処分を行います。
- なお、当該取引における取引規程（需給調整市場）第46条(決済の対象)に定める約定料金およびペナルティ料金に係る支払期日は、取引規程（需給調整市場）第51条（料金等の授受）にかかわらず、協議が完了した翌月の末日（当該日が金融機関の休業日の場合はその直前の休業日でない日）とします。

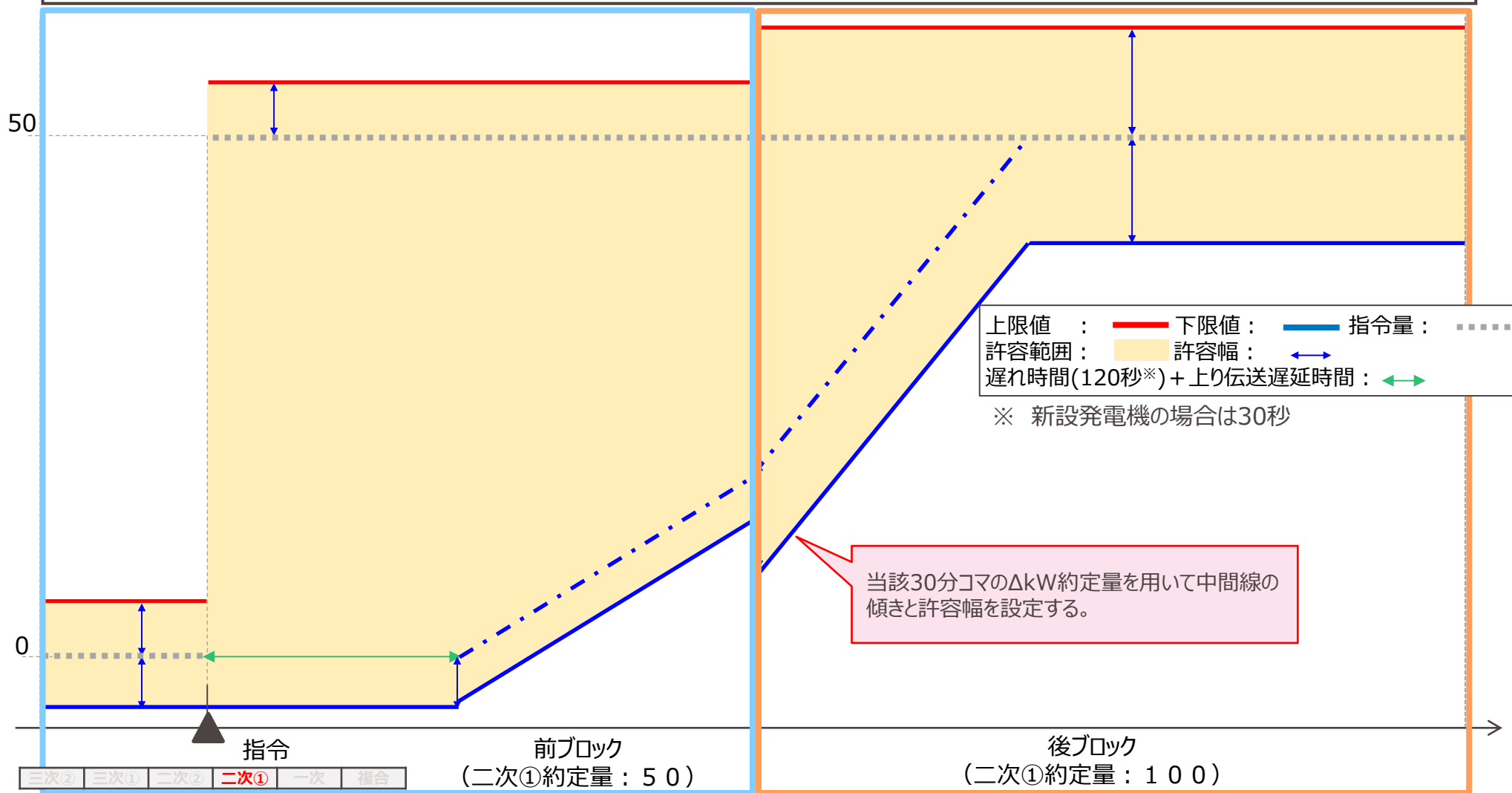


- 同一リソースが同一提供期間において、以下に該当する場合は、取引規程別冊（二次調整力①）第39条（アセスメント）(2)から(6)の定めにかかわらず、取引規程別冊（複合約定）第39条（アセスメント）に定めるアセスメントⅡを実施するものとし、その結果を約定している全ての商品に適用するものとします。
 - 三次調整力②、三次調整力①、二次調整力②、一次調整力または複合商品のいずれか、または複数に同時に約定している場合
 - 余力活用に関する契約において、三次調整力②に相当する機能、三次調整力①に相当する機能、二次調整力②に相当する機能、一次調整力に相当する機能のいずれか、または複数の機能で契約を締結している場合



以下の要因により、 ΔkW 約定量の異なる二次①連続約定時において、中間線がブロックを跨ぐ場合、許容範囲は下図のとおり変更となります。

- アセスメントⅡにおける許容範囲の中間線は、 ΔkW 約定量をもとに傾きを算出します。
- 出力調整指令（数値指令）の中間線は経過時点の許容範囲をもとにしています。



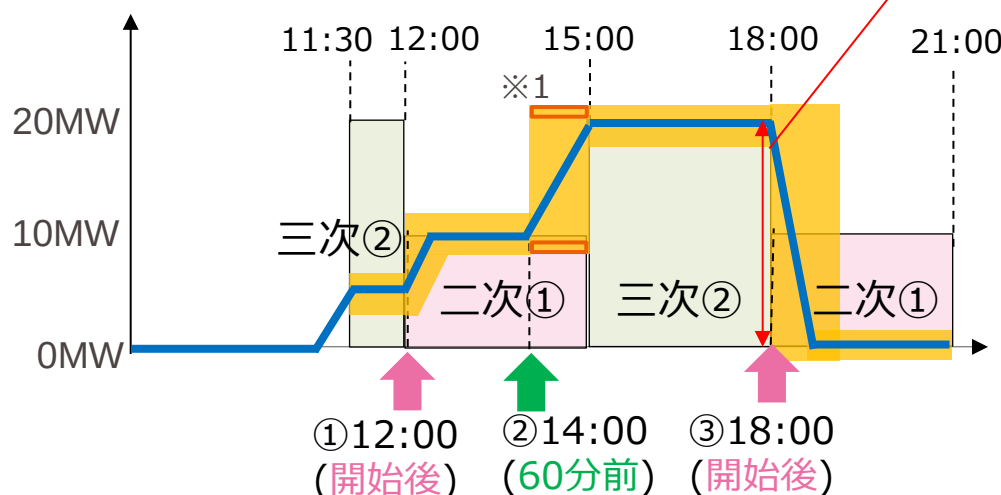
- 同一リソースが余力活用に関する契約を締結していない場合で、二次調整力①に約定している提供期間の前・後の提供期間において、二次調整力②、三次調整力①または三次調整力②と連続で約定した場合は、以下のとおり指令およびアセスメントⅡを実施いたします。
- 二次調整力②、三次調整力①または三次調整力②に約定している提供期間の後の提供期間において、二次調整力①に約定しているときのアセスメントⅡは、二次調整力①の提供期間の開始時刻における指令値変更について、変更前指令値が二次調整力①の約定量を超えている場合に限り、二次調整力①の提供期間の開始時刻から前ブロック商品の「指令値変更に伴い応動している時間」までの期間において、前ブロック商品の考えにもとづいて許容範囲を設定いたします。ただし、二次調整力②、三次調整力①または三次調整力②が出力調整量指令および出力増減指令（接点信号）、二次調整力①が出力変化量指令の場合は、変更前指令値を出力変化量指令の指令量に換算します。
- 二次調整力①に約定している提供期間の後の提供期間において、三次調整力②に約定しているときは、三次調整力②の提供期間の開始時刻前の60分間は、三次調整力②の許容範囲を組み合わせます。

※ 許容範囲のイメージ図は次スライド参照ください。

- 前スライドの指令方法および許容範囲の例については以下のとおりです。

【指令方法および許容範囲の例】

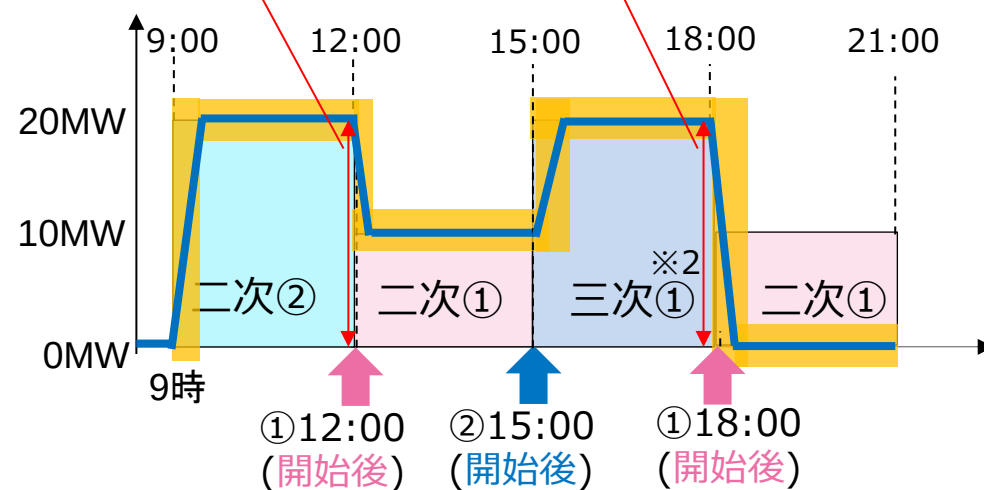
変更前指令値の指令（変化）量が、二次①の約定量を超える場合に、
 三次②→二次①の場合は、二次①指令後60分間を三次②の許容範囲として算出する。
 三次①→二次①の場合は、二次①指令後15分間を三次①の許容範囲として算出する。
 二次②→二次①の場合は、二次①指令後5分間を二次②の許容範囲として算出する。



指令①12:00
10MW ※目標時刻なし

指令②14:00
15:00-18:00 20MW

指令③18:00
0MW ※目標時刻なし



指令①12:00
12:00-15:00 10MW

指令②15:00
15:15-18:00 20MW

指令③18:00
0MW ※目標時刻なし

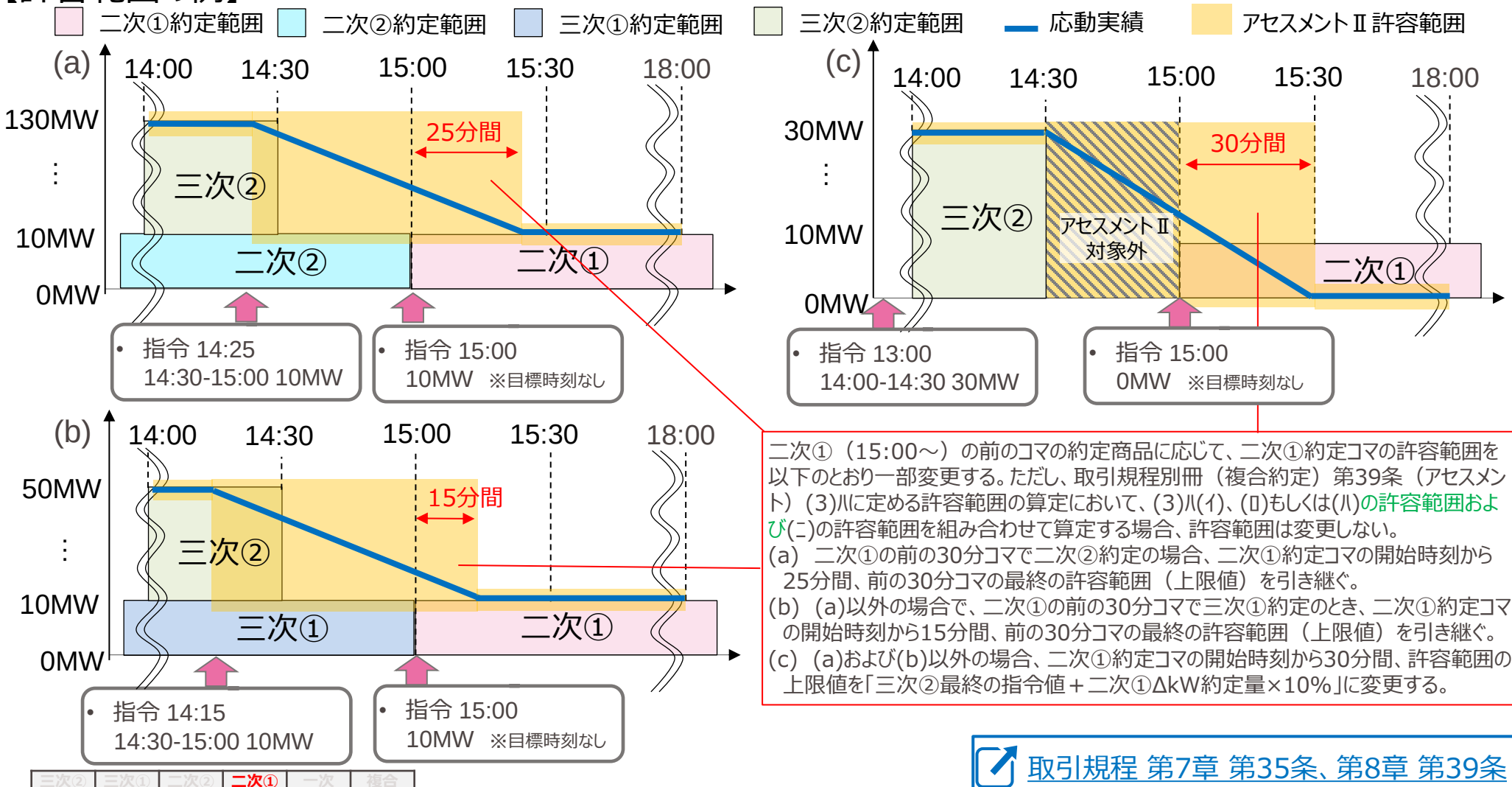
※1 二次①⇒三次②における三次②開始時間の60分前の範囲は、三次②の許容範囲を組み合わせます。ただし、取引規程別冊（複合約定）第39条（アセスメント）(3)ハに定める許容範囲の算定において、取引規程別冊（複合約定）第39条（アセスメント）(3)ハ(イ),(ロ)もしくは(ハ)の許容範囲および(ニ)の許容範囲を組み合わせる場合を除く。

※2 三次①が複合商品や同時約定であった場合は、最も応動時間が長い商品を参照して設定します。

二次①約定範囲 二次②約定範囲 三次①約定範囲
 三次②約定範囲 アセスメントⅡ許容範囲 応動実績

- 前スライドにおいて、三次調整力②から二次調整力①へ連続的に約定しない場合、二次調整力①の前の30分コマの約定商品および許容範囲等を参照し、二次調整力①約定コマの一部の許容範囲を変更※します。
※ただし、変更処理により許容範囲が減少する場合は変更しない。

【許容範囲の例】



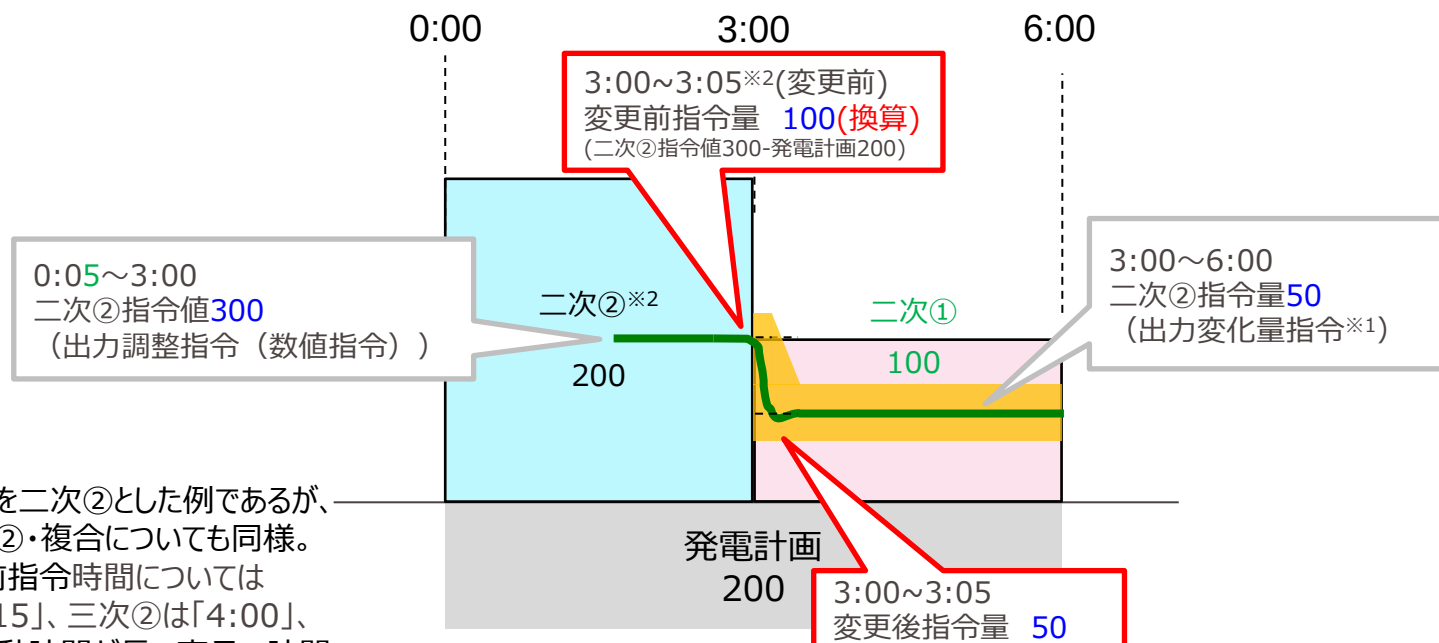
- 同一リソースが余力活用に関する契約を締結していない場合で、二次調整力①に約定している提供期間の前の提供期間において、三次調整力②、三次調整力①、二次調整力②に約定しているときは、二次調整力①の提供期間の開始時刻における指令値変更について、当該リソースの三次調整力②、三次調整力①、二次調整力②が出力調整指令（数値指令）を選択し、属地TSOと協議した二次調整力①の指令が出力変化量指令※¹の場合は、変更前指令値を出力変化量指令※¹に換算します。

※¹ 出力増減指令を含む

【許容範囲の例】

(二次①提供期間におけるアセスメントⅡ許容範囲※²)

二次②※²約定範囲
 二次①約定範囲
 応動実績
 アセスメントⅡ許容範囲



※² 図は前ブロックを二次②とした例であるが、三次①・三次②・複合についても同様。ただし、変更前指令時間については三次①は「3:15」、三次②は「4:00」、複合は最も応動時間が長い商品の時間までに読み替える。

別冊（一次調整力） アセスメント

- アセスメント I については、 ΔkW の供出可能量が、 ΔkW 約定量を下回っていないかを確認します。
- 同一リソースが同一提供期間において複数約定している場合は、 ΔkW 約定単価が安い順にアセスメント I を実施いたします。なお、取引規程（需給調整市場）第44条（返還情報の登録）第2項各号のいずれかまたは複数に該当する場合を除き、複合市場商品の ΔkW 約定単価が上限価格を超えている場合にアセスメント I に用いる ΔkW 約定単価は、約定した複合市場商品の上限価格とします。ただし、複合商品に入札した場合、取引規程別冊（複合約定）第33条（約定の通知）第1項にもとづく約定結果の通知が単一商品の場合においても、複合商品における上限価格を適用します。
- 属地TSOが発電上限に出力制約等が反映されておらず不適当と認めた場合、発電上限電力を修正します。

○単独発電機におけるアセスメント I の算定式

- ・同一リソースが同一提供期間において複数約定していない場合

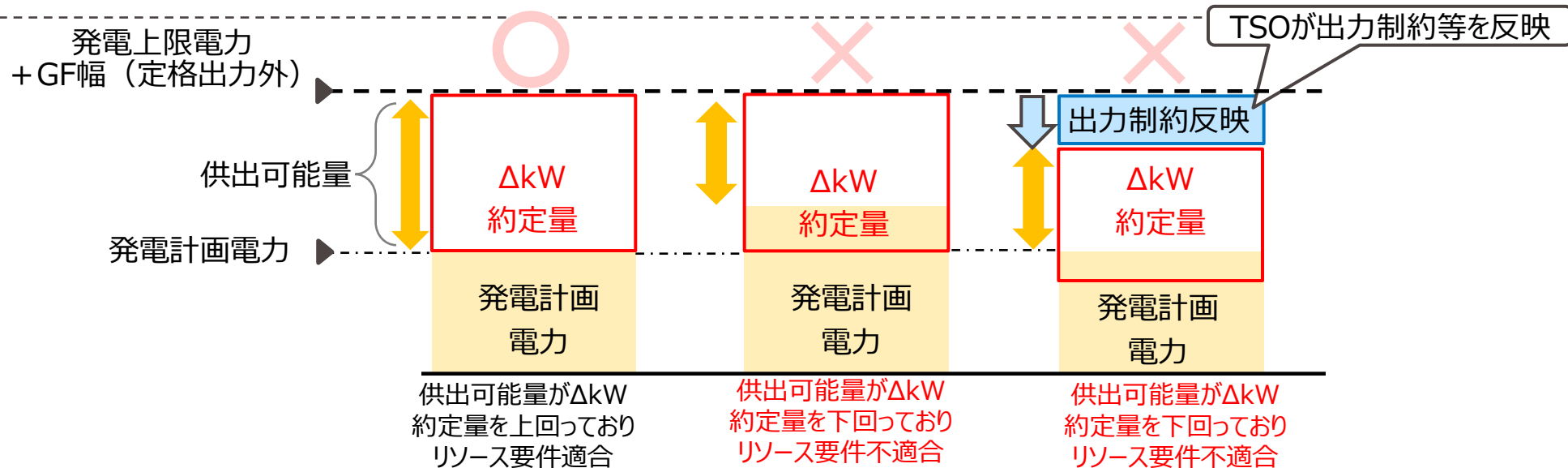
供出可能量 = 発電上限電力 - 発電計画電力 + GF幅（定格出力外）※1

- ・同一リソースが同一提供期間において複数約定している場合

供出可能量 = 発電上限電力 - 発電計画電力 + GF幅（定格出力外）※1 - 控除 ΔkW 約定量※2

※1 発電上限電力に出力制約等がある場合はGF幅（定格出力外）は加算しない

※2 当該リソースにおいて評価対象約定分の ΔkW 約定単価より ΔkW 約定単価が安い約定分および評価対象の約定分と ΔkW 約定単価が同一かつ既に評価を行った約定分の約定量合計（同一リソースが他の商品区分に約定している場合、上式に他の商品区分の約定量も含めます）



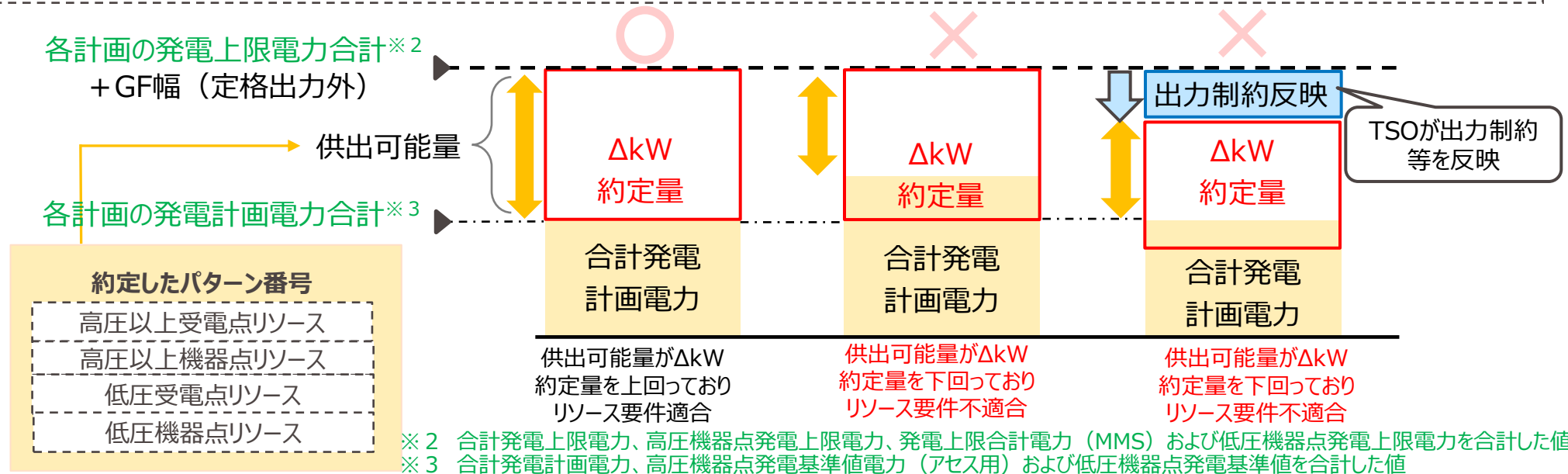
- アセスメント I については、 ΔkW の供出可能量が、 ΔkW 約定量を下回っていないかを確認します。
- 同一リソースが同一提供期間において複数約定している場合は、 ΔkW 約定単価が安い順にアセスメント I を実施いたします。なお、取引規程（需給調整市場）第44条（返還情報の登録）第2項各号のいずれかまたは複数に該当する場合を除き、複合市場商品の ΔkW 約定単価が上限価格を超えている場合にアセスメント I に用いる ΔkW 約定単価は、約定した複合市場商品の上限価格とします。ただし、複合商品に入札した場合、取引規程別冊（複合約定）第33条（約定の通知）第1項にもとづく約定結果の通知が単一商品の場合においても、複合商品における上限価格を適用します。
- 属地TSOが発電上限に出力制約等が反映されておらず不適当と認めた場合、合計発電上限電力を修正します。

アセスメント I における供出可能量は、同一リソースが同一提供期間において複数約定していない場合は、当該リスト・パターンに含まれるリソースにおいて算定された値を当該リスト・パターンごとに合計し、GF幅（定格出力外）※1を加算します。

同一リソースが同一提供期間において複数約定している場合は、当該リスト・パターンに含まれるリソースにおいて算定された値を当該リスト・パターンごとに合計し、GF幅（定格出力外）※1を加算および、控除 ΔkW 約定量※2を差し引いた値とします。

※1 発電上限電力に出力制約等がある場合はGF幅（定格出力外）は加算しない

※2 当該リソースにおいて評価対象約定分の ΔkW 約定単価より ΔkW 約定単価が安い約定分および評価対象の約定分と ΔkW 約定単価が同一かつ既に評価を行った約定分の約定量合計

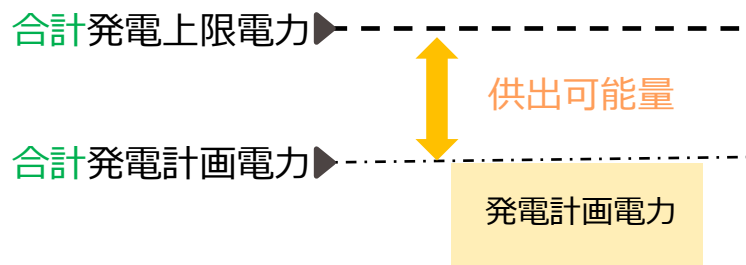


発電機リスト・パターンに含まれるリソースの算定

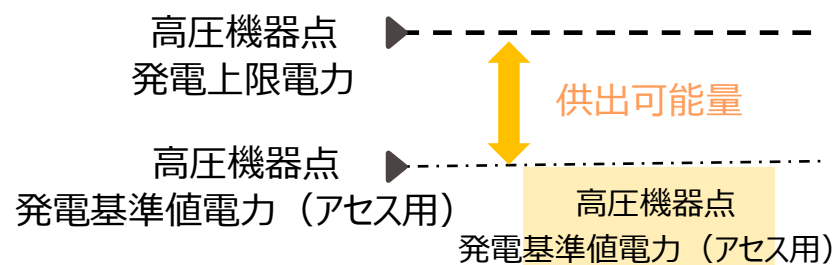
以下の算定は、同一の受電点リソースおよび同一の機器点リソースを対象として差し引く

- a 受電点の電圧が高圧以上で、受電点参入のリソース
 $\text{供出可能量} = \text{合計発電上限電力} - \text{合計発電計画電力}$
- b 受電点の電圧が高圧以上で、機器点参入のリソース
 $\text{供出可能量} = \text{高圧機器点発電上限電力} - \text{高圧機器点発電基準値電力 (アセス用)}$
- c 受電点の電圧が低圧で、受電点参入のリソース
 $\text{供出可能量} = \text{発電上限合計電力 (MMS)} - \text{発電計画合計電力 (MMS)}$
- d 受電点の電圧が低圧で、機器点参入のリソース
 $\text{供出可能量} = \text{低圧機器点発電上限電力} - \text{低圧機器点発電基準値電力}$

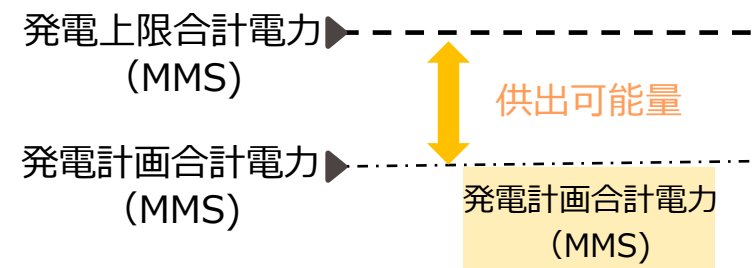
a 受電点の電圧が高圧以上で、受電点参入のリソース



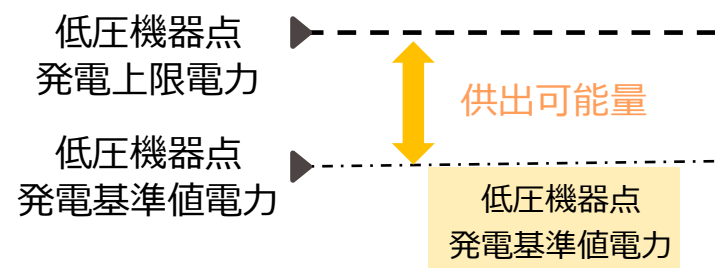
b 受電点の電圧が高圧以上で、機器点参入のリソース



c 受電点の電圧が低圧で、受電点参入のリソース



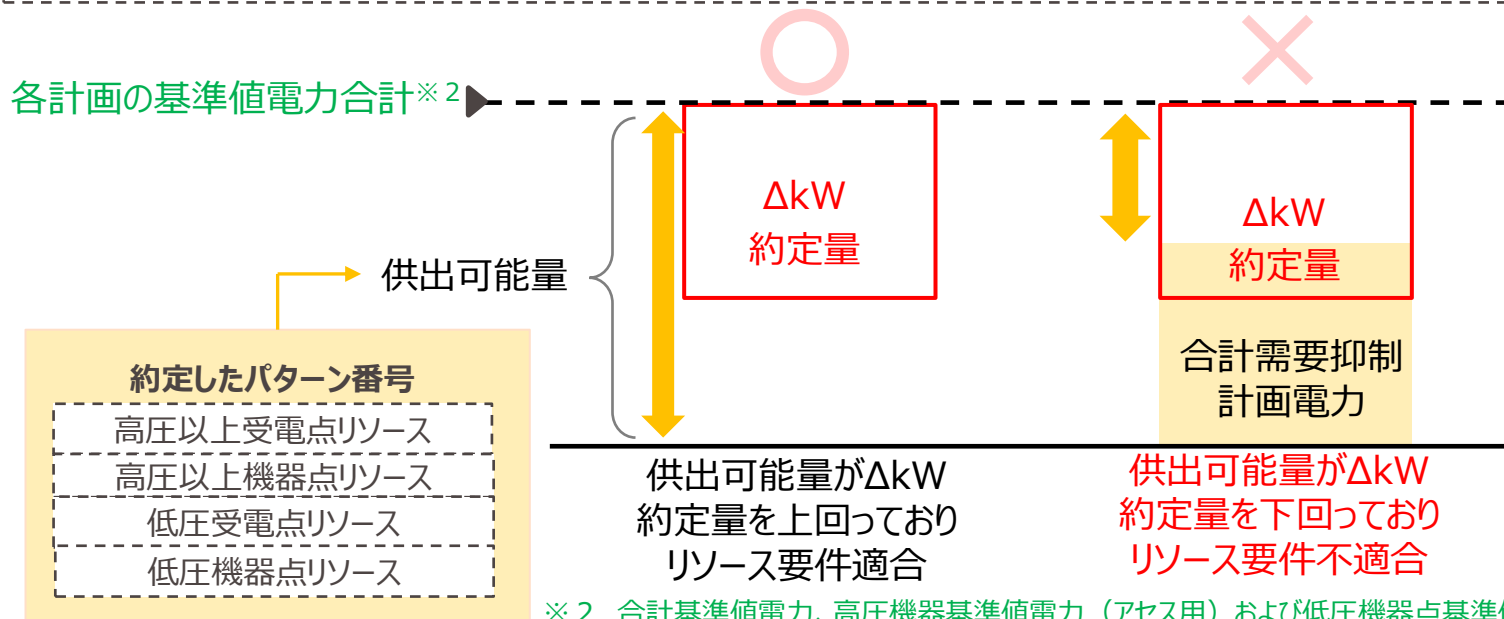
d 受電点の電圧が低圧で、機器点参入のリソース



- アセスメント I については、 ΔkW の供出可能量が、 ΔkW 約定量を下回っていないかを確認します。
- 同一リソースが同一提供期間において複数約定している場合は、 ΔkW 約定単価が安い順にアセスメント I を実施いたします。なお、複合市場商品の ΔkW 約定単価が上限価格を超えている場合にアセスメント I に用いる ΔkW 約定単価は、約定した複合市場商品の上限価格とします。ただし、複合商品に入札した場合、取引規程別冊（複合約定）第33条（約定の通知）第1項にもとづく約定結果の通知が単一商品の場合においても、複合商品における上限価格を適用します。

アセスメント I における供出可能量は、同一リソースが同一提供期間において複数約定していない場合は、当該リスト・パターンに含まれるリソースにおいて（受電点参入のリソースは系統コードごとに）算定された値を当該リスト・パターンごとに合計した値とします。同一リソースが同一提供期間において複数約定している場合は、当該リスト・パターンに含まれるリソースにおいて（受電点参入のリソースは系統コードごとに）算定された値を当該リスト・パターンごとに合計し、控除 ΔkW 約定量※1を差し引いた値とします。

※1 当該リソースにおいて評価対象約定分の ΔkW 約定単価より ΔkW 約定単価が安い約定分および評価対象の約定分と ΔkW 約定単価が同一かつ既に評価を行った約定分の約定量合計



※2 合計基準値電力、高圧機器基準値電力（アセス用）および低圧機器点基準値電力を合計した値

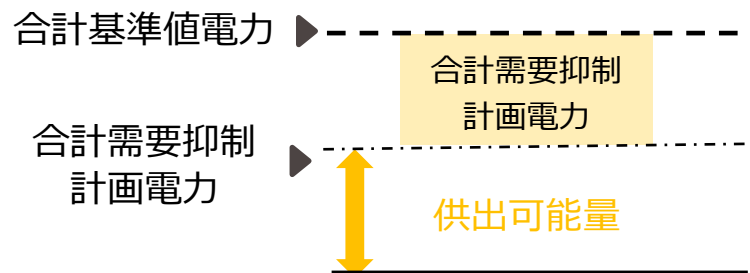


需要家リスト・パターンに含まれるリソースの算定

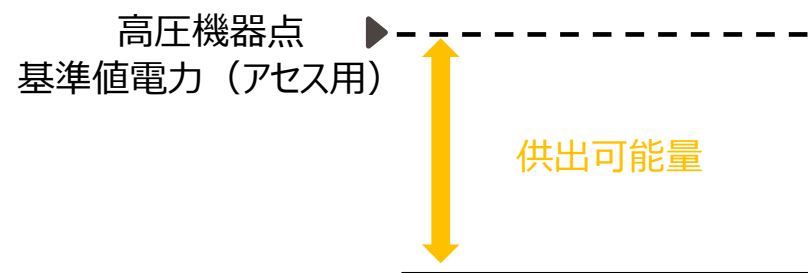
以下の機器点参入のリソースの算定は、同一の機器点リソースを対象として差し引く

- a 受電点の電圧が高圧以上で、受電点参入のリソース
 $\text{供出可能量} = \text{合計基準値電力} - \text{合計需要抑制計画電力}$
- b 受電点の電圧が高圧以上で、機器点参入のリソース
 $\text{供出可能量} = \text{高圧機器点基準値電力 (アセス用)}$
- c 受電点の電圧が低圧で、受電点参入のリソース
 $\text{供出可能量} = \text{合計基準値電力} - \text{合計需要抑制計画電力}$
- d 受電点の電圧が低圧で、機器点参入のリソース
 $\text{供出可能量} = \text{低圧機器点基準値電力}$

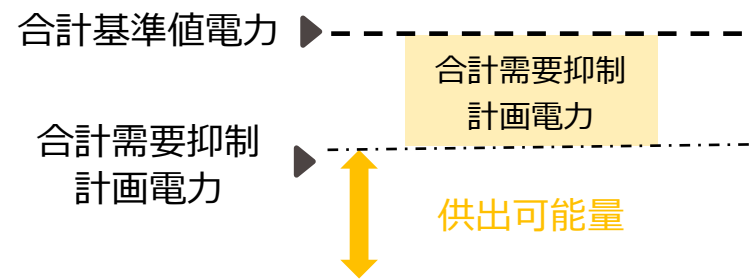
a 受電点の電圧が高圧以上で、受電点参入のリソース



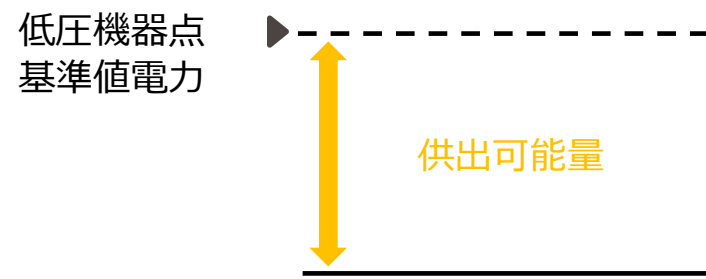
b 受電点の電圧が高圧以上で、機器点参入のリソース



c 受電点の電圧が低圧で、受電点参入のリソース



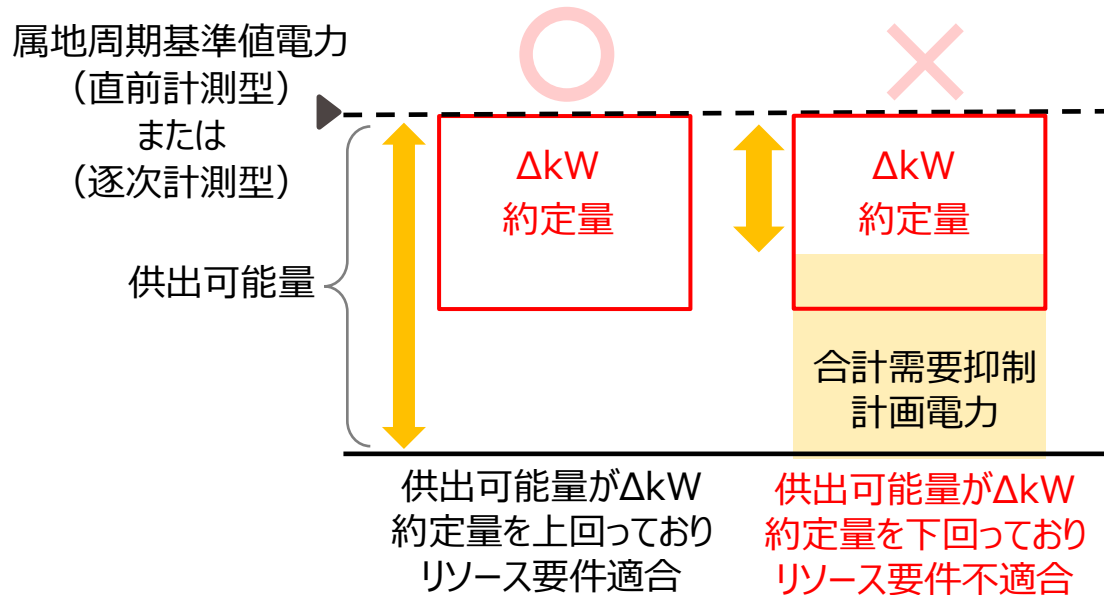
d 受電点の電圧が低圧で、機器点参入のリソース



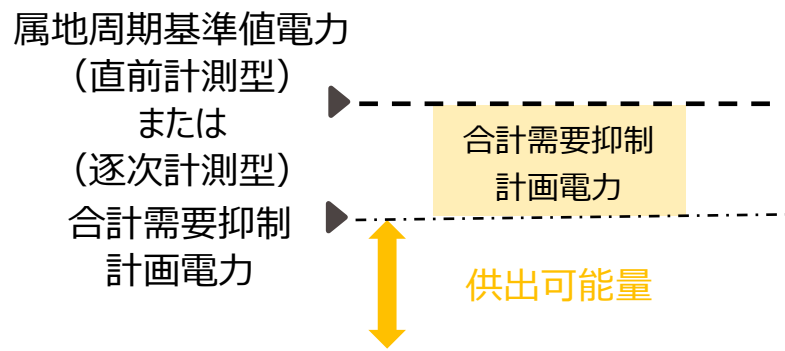
需要家リスト・パターンおよびネガポジリスト・パターンにおいて、需要リソースを用いる場合で直前計測型または逐次計測型を選択しているときの
アセスメント I に用いる値

直前計測型：約定したパターン番号単位の属地周期基準値電力（直前計測型）または1秒基準値電力（直前計測型）の値とします

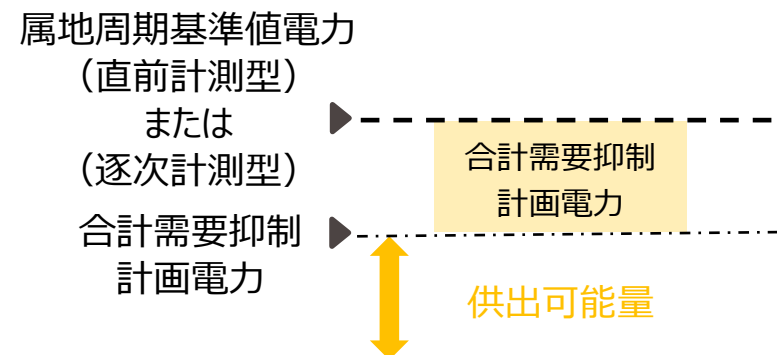
逐次計測型：約定したパターン番号単位の属地周期基準値電力（逐次計測型）または1秒基準値電力（逐次計測型）の値とします



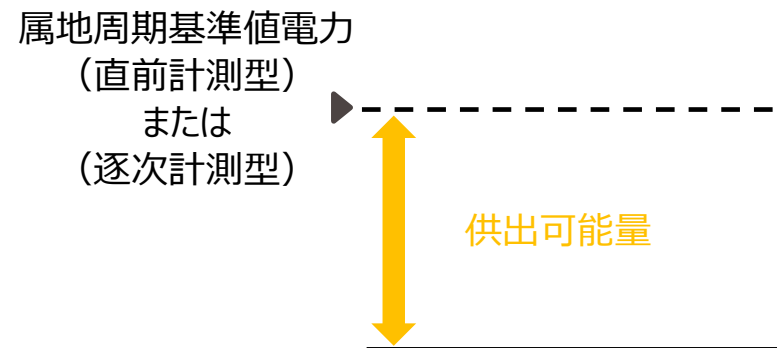
b 受電点の電圧が低圧で、受電点参入のリソース



a 受電点の電圧が高圧以上で、受電点参入のリソース



c 受電点の電圧が低圧で、機器点参入のリソース

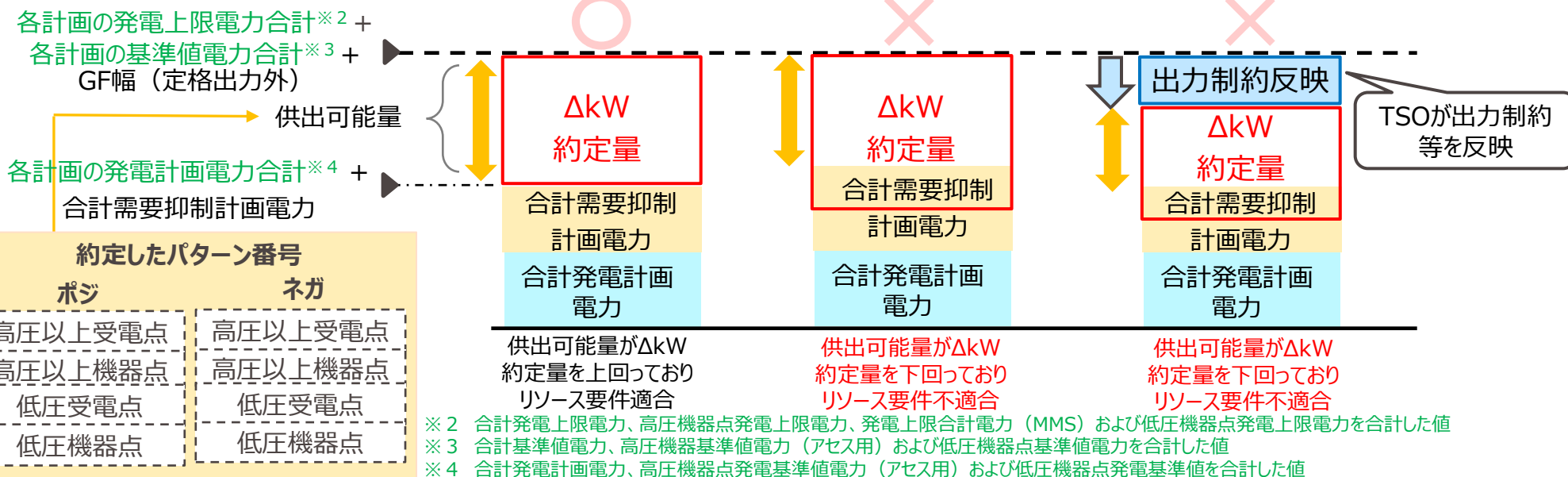


- アセスメント I については、 ΔkW の供出可能量が、 ΔkW 約定量を下回っていないかを確認します。
- 同一リソースが同一提供期間において複数約定している場合は、 ΔkW 約定単価が安い順にアセスメント I を実施いたします。なお、取引規程（需給調整市場）第44条（返還情報の登録）第2項各号のいずれかまたは複数に該当する場合を除き、複合市場商品の ΔkW 約定単価が上限価格を超えている場合にアセスメント I に用いる ΔkW 約定単価は、約定した複合市場商品の上限価格とします。ただし、複合商品に入札した場合、取引規程別冊（複合約定）第33条（約定の通知）第1項にもとづく約定結果の通知が単一商品の場合においても、複合商品における上限価格を適用します。
- 属地TSOが発電上限に出力制約等が反映されておらず不適当と認めた場合、合計発電上限電力を修正します。

アセスメント I における供出可能量は、同一リソースが同一提供期間において複数約定していない場合は、当該リスト・パターンに含まれるリソースにおいて算定された値を当該リスト・パターンごとに合計し、GF幅（定格出力外）※1を加算します。

同一リソースが同一提供期間において複数約定している場合は、当該リスト・パターンに含まれるリソースにおいて算定された値を当該リスト・パターンごとに合計し、GF幅（定格出力外）※1を加算および、控除 ΔkW 約定量※2を差し引いた値とします。※1 発電上限電力に出力制約等がある場合はGF幅（定格出力外）は加算しない

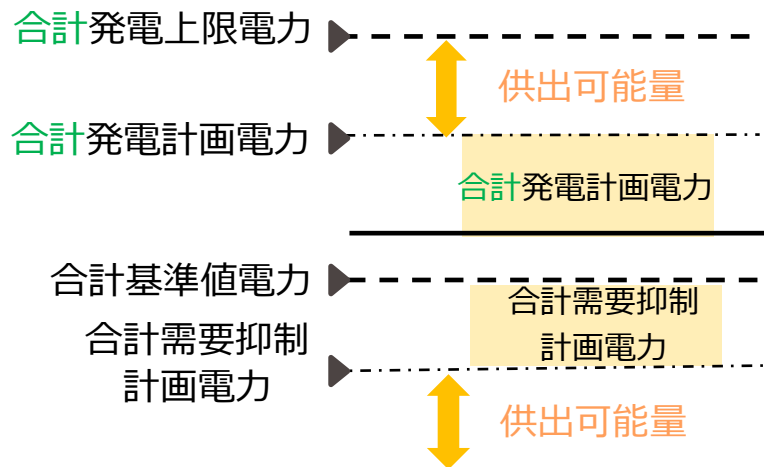
※2 当該リソースにおいて評価対象約定分の ΔkW 約定単価より ΔkW 約定単価が安い約定分および評価対象の約定分と ΔkW 約定単価が同一かつ既に評価を行った約定分の約定量合計



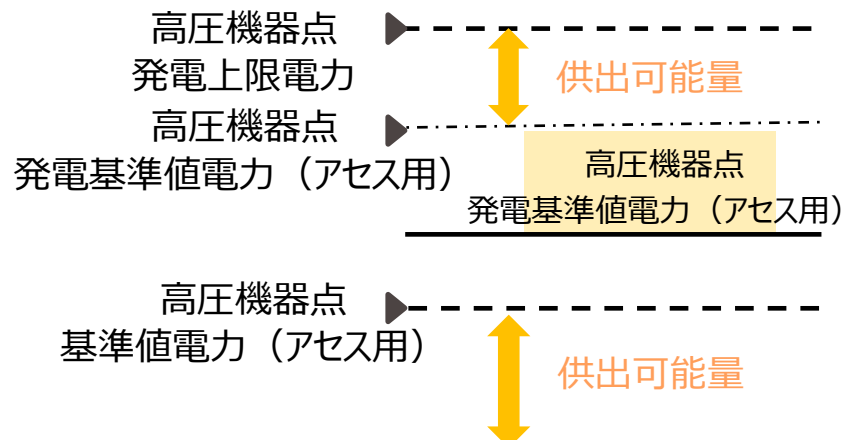
ネガポジリスト・パターンに含まれるリソースの算定

前スライドまでの発電機リスト・パターンおよび需要家リスト・パターンに含まれるリソースの算定で算出された値を合算した値とする

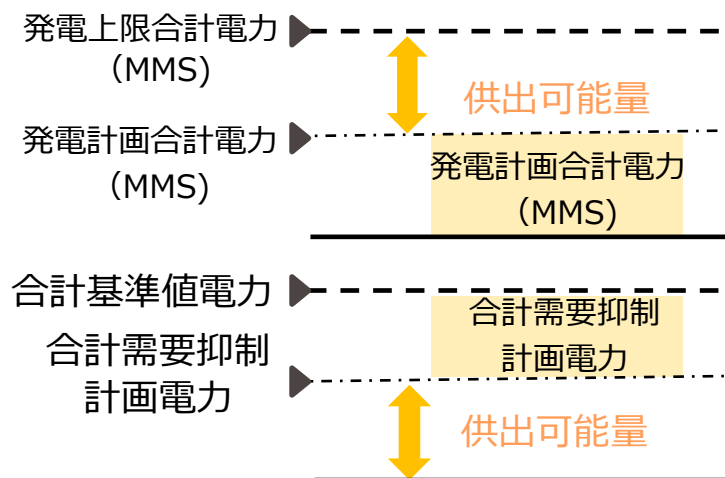
a 受電点の電圧が高圧以上で、受電点参入のリソース



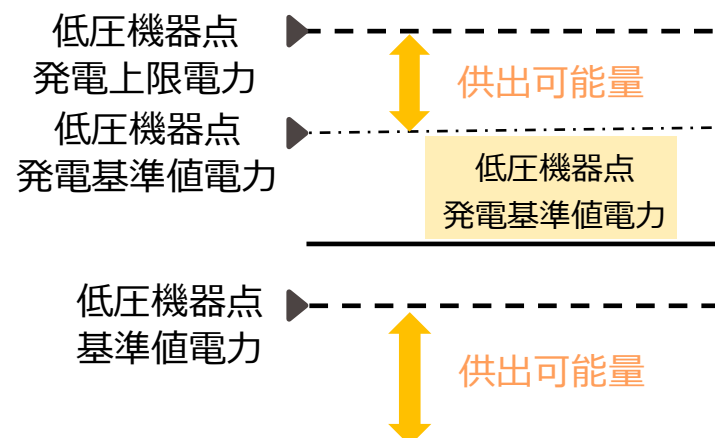
b 受電点の電圧が高圧以上で、機器点参入のリソース



c 受電点の電圧が低圧で、受電点参入のリソース



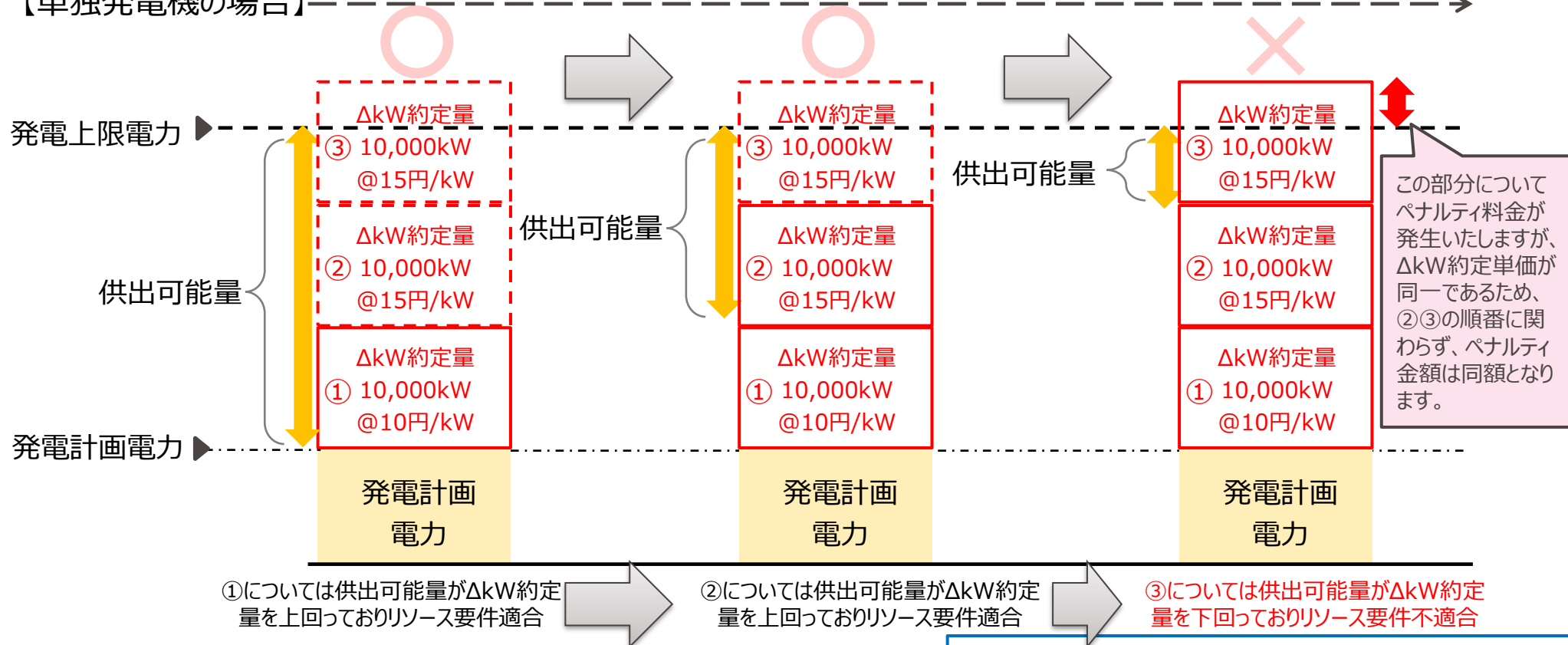
d 受電点の電圧が低圧で、機器点参入のリソース



- 同一リソースが同一提供期間において複数約定している場合、 ΔkW 約定単価が安い順にアセスメント I を実施いたします。
- 同一リソースのそれぞれの ΔkW 約定分について、控除 ΔkW 約定量（当該リソースにおいて評価対象約定分の ΔkW 約定単価より ΔkW 約定単価が安い約定分および評価対象の約定分と ΔkW 約定単価が同一かつ既に評価を行った約定分の約定量合計）を供出可能量から差し引いてアセスメント I を実施いたします。

ΔkW 約定単価が安いものからアセスメントを実施

【単独発電機の場合】----->



- 提供期間にトラブル等が発生した際には取引規程 第39条に定めるとおり、出力制約等を適切に反映した発電上限電力を設定いたします。
- 30分コマ内でトラブルが発生した際は、当該コマについては調整力として供出可能だった時間と提出されていた発電上限電力を平均してアセスメント I に用いる発電上限が設定されます。
- なお、発電計画等の計画類については反映可能なコマから速やかに反映いただく必要がございます。

出力制約等を適切に反映した発電上限電力を設定						
1 コマ目の 15 分に事故発生の場合			計画変更の間に合うコマから適切な計画を提出			
約定コマ	1	2	3	4	5	6
発電上限	<u>100→0</u>	0	0	(変更後計画) 0	(変更後計画) 0	<u>0→100</u>
約定量	100	100	100	100	100	100
アセスメント I に 用いる発電上限	<u>50</u>	0	0	0	0	<u>50</u>
アセス I	<u>一部不適合</u>	全量不適合	全量不適合	全量不適合	全量不適合	<u>一部不適合</u>



- アセスメントⅡは、平常時は属地TSOが指定した提供期間の30分コマごとに、異常時は電源脱落等によって基準周波数 0.2Hz ※¹下回る都度実施します（監視方法がオフラインの場合、異常時のアセスメントⅡは行いません）。

【平常時】

- ✓ リソースの供出電力（属地周期）または、オフラインは供出電力（1秒）が属地TSOが指定した30分コマごとの近似線の傾きが調定率と同方向である場合に要件適合とします。

【異常時】

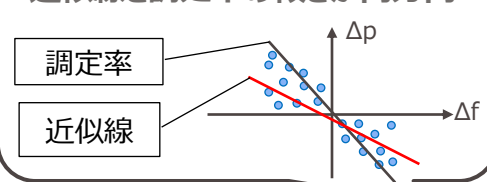
- ✓ リソースの供出電力（属地周期）が電源脱落の発生時刻から10秒後※²を起点に周波数偏差にもとづく ΔkW 約定量の許容範囲内であることが最低5分間継続できる場合に要件適合とします。
- なお、同一リソースが同一提供期間において複数約定している場合、リソース単位に ΔkW 約定量を合計して一体でアセスメントⅡを実施します。
- 供出電力および許容範囲の具体的な算出方法については、次スライド以降で説明します。

【アセスメントⅡのイメージ】

※¹ 北海道エリアは、 0.3Hz ※² 基準周波数から 0.2Hz ※¹下回った時点の遅い方

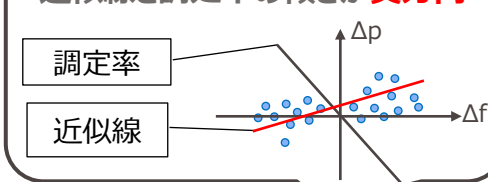
【平常時】

近似線と調定率の傾きが同方向

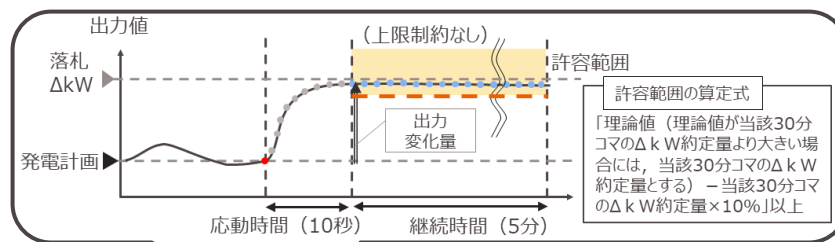


【平常時】

近似線と調定率の傾きが異方向



【異常時】



平常時	-	-	調定率と同方向の傾き	-	調定率と異方向の傾き	-	-	-	-	-
異常時	-	-	-	-	-	-	-	許容範囲内	-	-
判定結果	アセスメント対象外	アセスメント対象外	要件適合	要件適合	要件不適合	要件適合	要件適合	要件適合	アセスメント対象外	アセスメント対象外



- アセスメントⅡに用いる供出電力（属地周期）および供出電力（1秒）は、属地TSOが取引会員から受信した瞬時供出電力から下記のとおり算出します。

○監視方法がオンラインの場合の供出電力（属地周期）の算定※1

a 単独発電機の場合

(a)補正計測電力を瞬時供出電力として受信しているとき：

受信した瞬時供出電力から属地周期発電計画電力を差し引いた値

(b)補正計測電力から属地周期発電計画電力を差し引いた値を瞬時供出電力として受信しているとき：

受信した瞬時供出電力

b 各リスト・パターンの場合

受信した瞬時供出電力

○監視方法がオフラインの場合の供出電力（1秒）の算定※2

受信した瞬時供出電力

※1 平常時のアセスメントⅡにおいては、遅れ時間(2秒)および取引会員と属地TSOの間で協議のうえ定める上り伝送遅延時間の補正を行い、異常時のアセスメントⅡにおいては取引会員と属地一般送配電事業者の間で協議のうえ定める上り伝送遅延時間の補正を行うものとする。

※2 平常時のアセスメントⅡにおいては、属地TSOは遅れ時間(2秒)の補正を行うものとする。

- なお、監視方法がオンラインの場合、取引規程第13条（リソース等が満たすべき要件）に定める瞬時供出電力が当該時間の終了時刻から1秒から5秒程度以内に送信されなかった場合で、属地TSOから求めがあった日の翌営業日までに通知が行われなかったことにより、供出電力（属地周期）が算定できなかったときは、当該供出電力（属地周期）について許容範囲を逸脱したものとして扱います。
- また、単独発電機の場合は補正計測電力、各リスト・パターンの場合は合計補正計測電力および合計機器点補正計測電力を合算した値を30分コマごとに平均した値が、欠測等により託送計量器および機器点の特例計量器により計量された電力量を2倍して電力に換算した値と比較し、一定の閾値を超えるかい離があった場合は、取引会員と属地TSOにおいて協議を行うこととし、かい離の原因が取引会員が用いる計量器と託送計量器もしくは機器点の特例計量器の計測誤差または取引会員が用いる計量器と託送計量器もしくは機器点の特例計量器の異常等にもとづくものと属地TSOが認めるときに限り、取引会員に対し、アセスメントⅡに用いる実績の代用データの提出を求め、あらためて供出電力（属地周期）または供出電力（1秒）を定めます。属地TSOが認めないと判断した場合は、アセスメントⅡの不適合等の処置を実施します。



- 一次調整力で、監視方法がオフラインの場合、瞬時供出電力の対象および受け渡しは、以下のとおり実施します。

【平常時】

1 暦月内で属地TSOが指定した任意8コマを対象に実施します。

また、当該月の約定コマが8コマ以下の場合は、約定したコマ全てを対象に実施します。

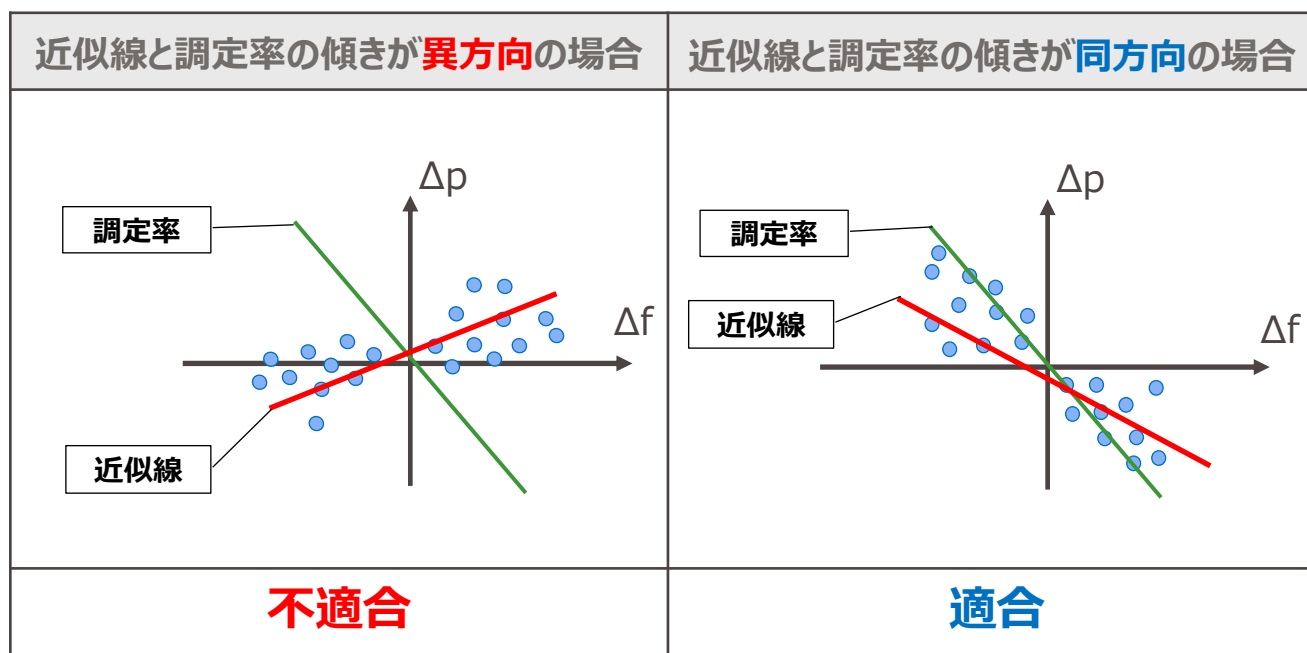
なお、瞬時供出電力の提出依頼および受け渡しは、メールで行います。



- 一次調整力における平常時のアセスメントⅡは、TSOが選定した供出電力（属地周期）または供出電力（1秒）の補正※を行ったうえで、以下のとおり評価します。

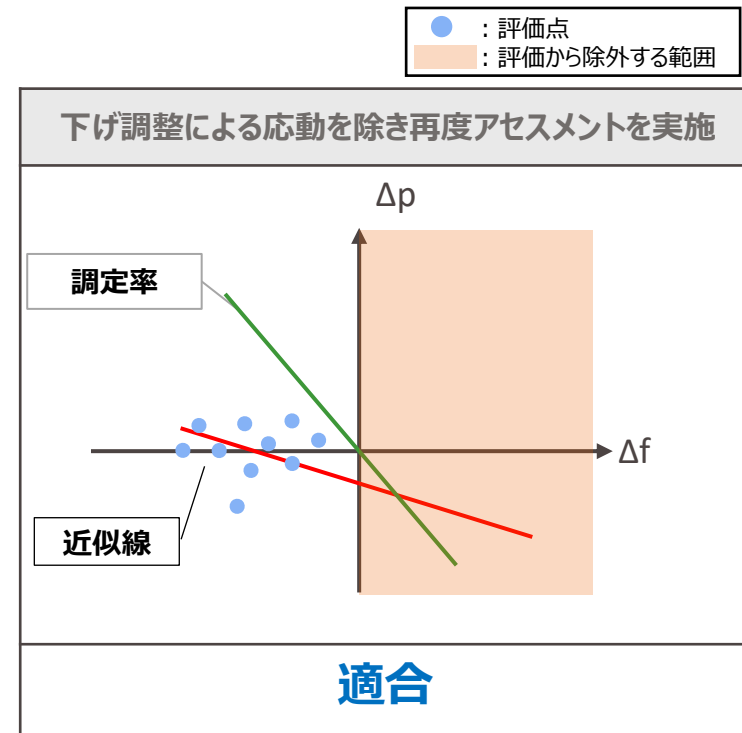
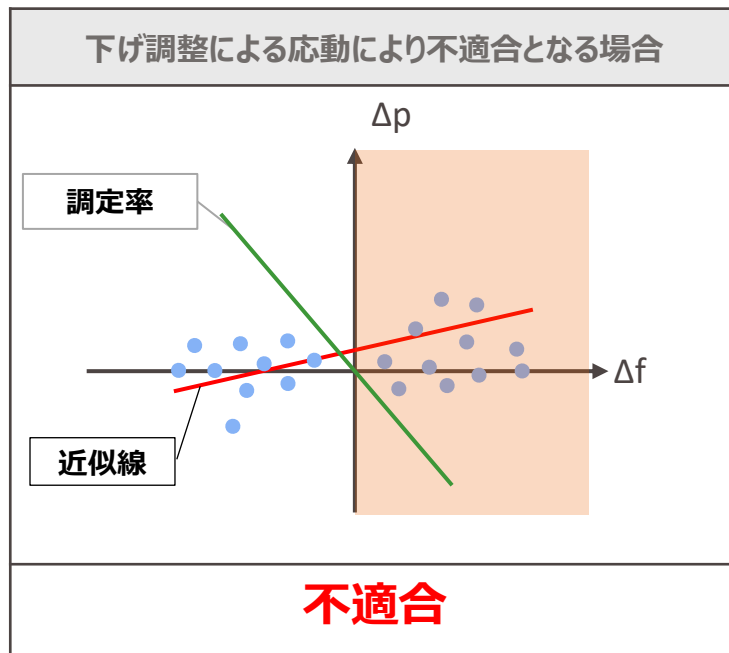
※ 遅れ時間(2秒)および取引会員と属地TSOの間で協議の上定める上り伝送遅延時間
(ただし、監視方法がオフラインの場合は遅れ時間(2秒)のみ考慮)

【評価のイメージ】



- ただし、平常時のアセスメントⅡにおいて、下げ調整の応動が原因でアセスメント不適合となる場合、下げ調整により応動している点を除き、再度アセスメントⅡを実施し評価します。

【評価のイメージ】



- 一次調整力における異常時のアセスメントⅡは、TSOが選定した供出電力（属地周期）の補正※¹を行ったうえで、以下のとおり評価します。
- 電源脱落の発生時刻※²を起点に10秒後※³の出力値変化量が周波数偏差にもとづく $\Delta k W$ 約定量に到達していること、および周波数低下の継続中※⁴は、最低5分間継続して出力していることが確認できた場合に調整したと判定します。

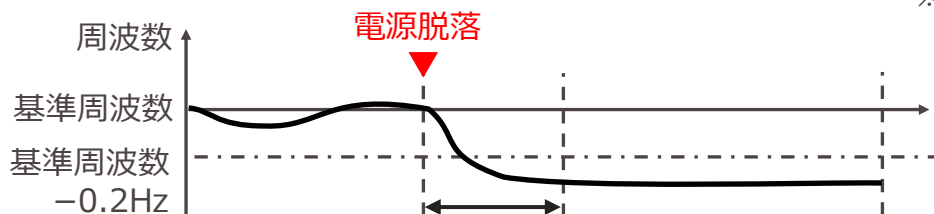
※¹ 取引会員と属地TSOの間で協議の上定める上り伝送遅延時間

※² 電源脱落発生時点において基準周波数以上の場合、電源脱落后最初に基準周波数を下回った時刻（詳細次ページ）

※³ 10秒後以降に周波数が基準周波数から0.2Hz（北海道電力ネットワーク株式会社の属地エリアにおいては0.3Hz）を下回った場合は当該時刻

※⁴ 周波数が基準周波数から0.2ヘルツ（北海道電力ネットワーク株式会社の属地エリアにおいては0.3ヘルツ）を差し引いた値を継続して下回る場合をいう

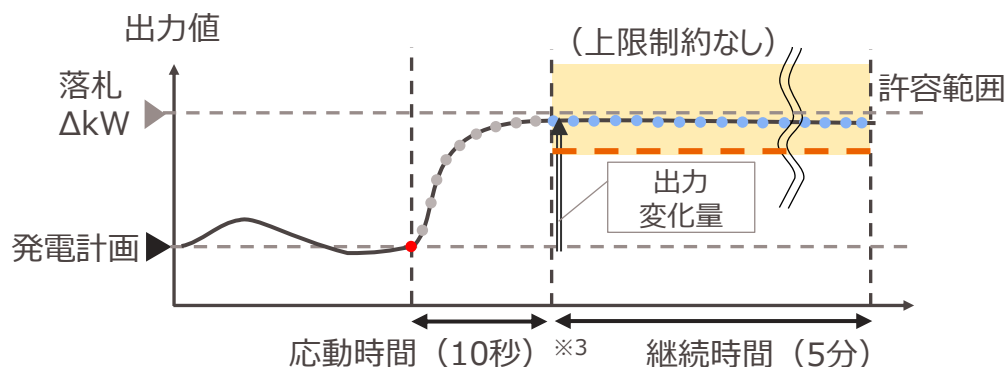
＜電源脱落イメージ＞



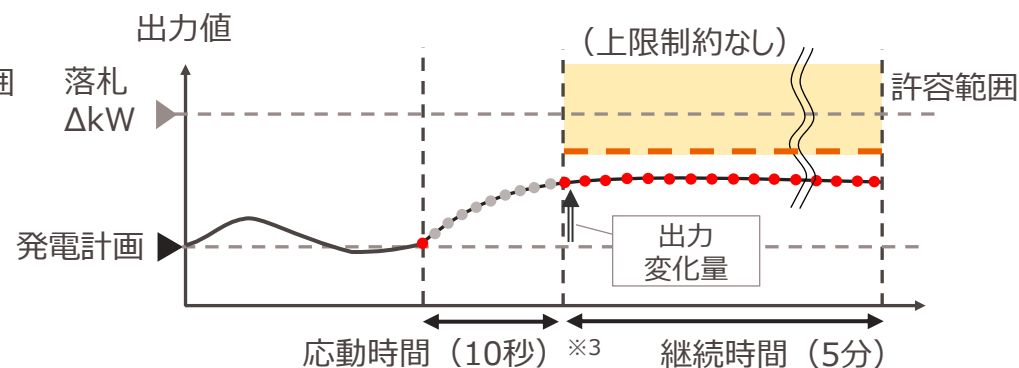
許容範囲の算定式

「理論値（理論値が当該30分コマの $\Delta k W$ 約定量より大きい場合には、当該30分コマの $\Delta k W$ 約定量とする） - 当該30分コマの $\Delta k W$ 約定量 $\times 10\%$ 」以上

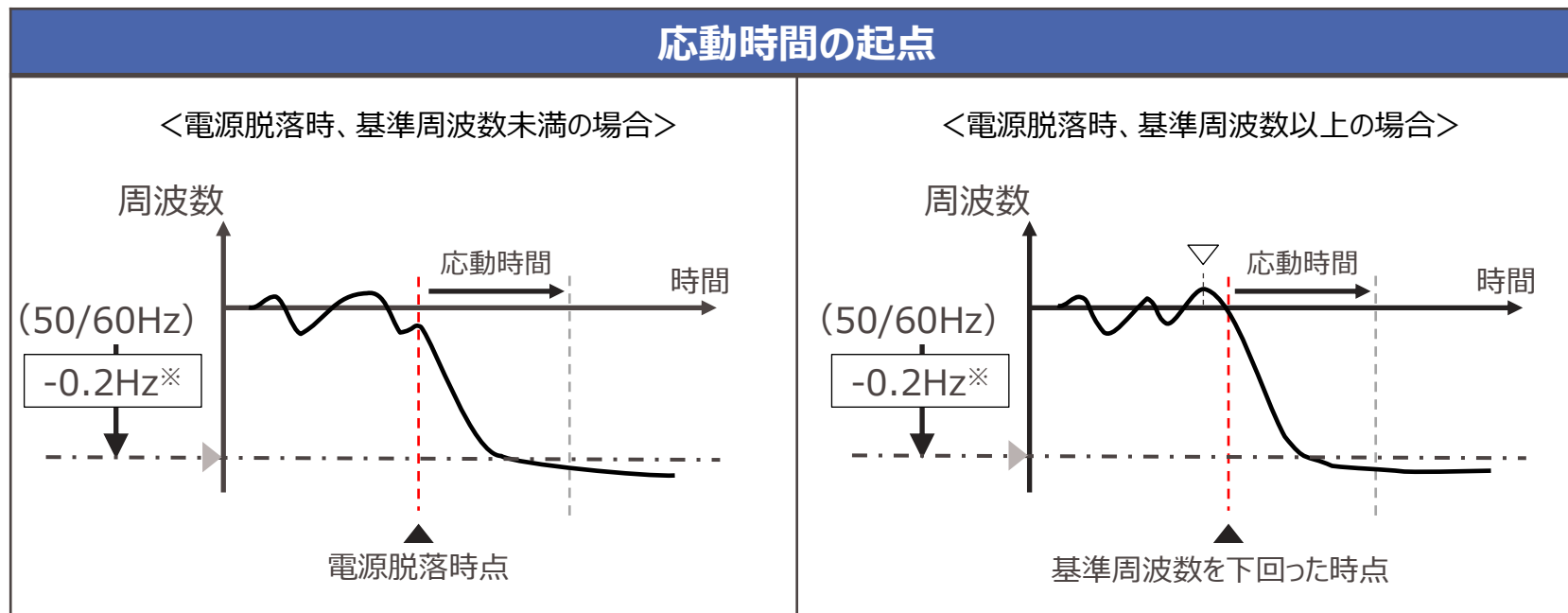
＜アセスメントⅡ 適合＞



＜アセスメントⅡ 不適合＞



- 一次調整力における異常時の応動時間の起点は、以下のとおりとします。
 - 電源脱落等の発生時に基準周波数未満の場合は、電源脱落等の発生を検知した時刻を起点とします。
 - 電源脱落等の発生を検知した時刻において基準周波数以上の場合は、電源脱落等発生後に最初に基準周波数（50Hz/60Hz）を下回った時刻を起点とします。



※ 北海道エリアは、0.3Hz



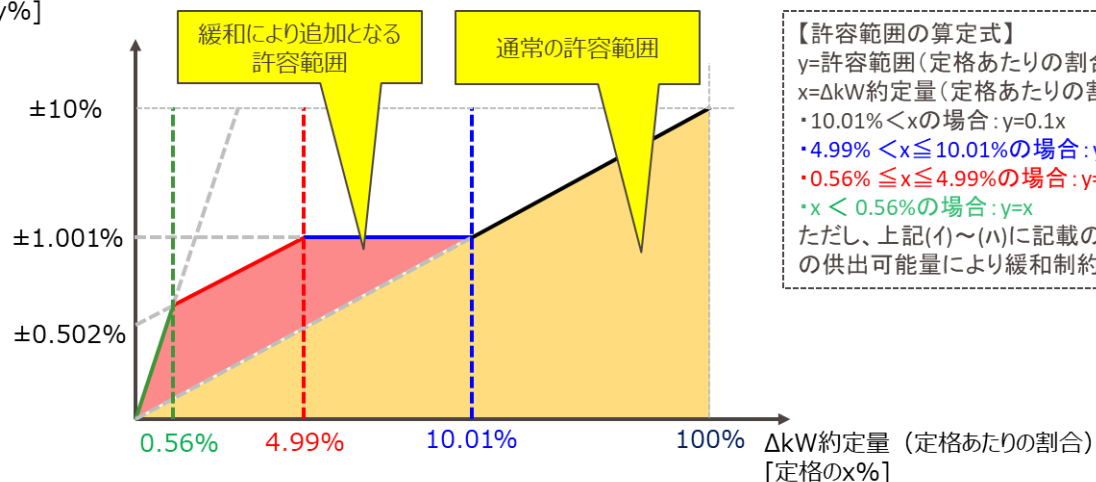
- 単独発電機において、 $\Delta k W$ 約定量が定格出力の10.01%以下の場合は、604スライドで算定した許容範囲の「当該30分コマの $\Delta k W$ 約定量 $\times 10\%$ 」部分を以下のとおり緩和する。
※システム対応が可能なエリアは、電源差し替え時のリソースも対象とする。

- (イ) $\Delta k W$ 約定量が定格出力の4.99%より大きく10.01%以下の場合
供出可能量または定格出力の10.01%のいずれか小さい方を $\Delta k W$ 約定量とみなして、算定した許容範囲。
- (ロ) $\Delta k W$ 約定量が定格出力の0.56%以上かつ4.99%以下の場合
供出可能量または定格出力の5.02%と $\Delta k W$ 約定量の和のいずれか小さい方を $\Delta k W$ 約定量とみなして、算定した許容範囲。
- (ハ) $\Delta k W$ 約定量が定格出力の0.56%より小さい場合
供出可能量を $\Delta k W$ 約定量とみなして算定した許容範囲、または $\Delta k W$ 約定量のいずれか小さい方。

【許容範囲のイメージ】

出所) 第52回需給調整市場検討小委員会 (2024.12.5) 資料3をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2024/files/jukyu_shiyo_52_03.pdf

許容範囲 (定格あたりの割合)
[定格のy%]



【許容範囲の算定式】

y=許容範囲 (定格あたりの割合)
 $x=\Delta kW$ 約定量 (定格あたりの割合)

- $10.01\% < x$ の場合 : $y=0.1x$
- $4.99\% < x \leq 10.01\%$ の場合 : $y=1.001$
- $0.56\% \leq x \leq 4.99\%$ の場合 : $y=0.1x+0.502$
- $x < 0.56\%$ の場合 : $y=x$

ただし、上記(イ)～(ハ)に記載の通り、各商品の
 供出可能量により緩和制約がある。

- 一次調整力にのみ約定している場合で以下に該当する30分コマについては、アセスメントⅡの対象外とします。
 - 余力活用に関する契約を締結していない場合で、取引規程第26条（取引対象の ΔkW ）に定める ΔkW の要件を超えて指令を行った時間を含むとき
 - 余力活用に関する契約を締結している場合で、第26条（取引対象の ΔkW ）第1項(2)に定める指令以外の方法で指令を行った時間を含むとき
 - 余力活用に関する契約において、三次調整力②に相当する機能、三次調整力①に相当する機能、二次調整力②に相当する機能のいずれか、または複数の機能で契約を締結していない場合で、EDCを使用した時間を含むとき
 - 余力活用に関する契約において、二次調整力①に相当する機能で契約を締結していない場合で、LFCを使用した時間を含むとき



- 属地TSOは必要に応じて、監視方法がオフラインを選択しているリソースの応動実績値を取引会員へ事前の通知なしに直接確認することができます。
- 応動実績値の確認を求められた取引会員は、その求めに遅滞なく応じる必要があります。
- 上記確認の結果、アセスメントⅡに提出された応動実績値に改ざん等の不正行為があると属地TSOが判断した場合、アセスメントⅡの不適合等の処置の実施および取引規程（需給調整市場）第41条（アセスメント要件不適合時の対応）第3項の処分を行います。
- なお、当該取引における取引規程（需給調整市場）第46条(決済の対象)に定める約定料金およびペナルティ料金に係る支払期日は、取引規程（需給調整市場）第51条（料金等の授受）にかかわらず、協議が完了した翌月の末日（当該日が金融機関の休業日の場合はその直前の休業日でない日）とします。

- 属地TSOは必要に応じて、機器点参入に用いるリソースの応動実績値を取引会員へ事前の通知なしに直接確認することができます。
- 応動実績値の確認を求められた取引会員は、その求めに遅滞なく応じる必要があります。
- 上記確認の結果、アセスメントⅡに提出された応動実績値に改ざん等の不正行為があると属地TSOが判断した場合、アセスメントⅡの不適合等の処置の実施および取引規程（需給調整市場）第41条（アセスメント要件不適合時の対応）第4項の処分を行います。
- なお、当該取引における取引規程（需給調整市場）第46条(決済の対象)に定める約定料金およびペナルティ料金に係る支払期日は、取引規程（需給調整市場）第51条（料金等の授受）にかかわらず、協議が完了した翌月の末日（当該日が金融機関の休業日の場合はその直前の休業日でない日）とします。



- 同一リソースが同一提供期間において、以下に該当する場合は、取引規程別冊（一次調整力）第39条（アセスメント）(2)から(7)の定めにかかわらず、取引規程別冊（複合約定）第39条（アセスメント）に定めるアセスメントⅡを実施するものとし、その結果を約定している全ての商品に適用するものとします。
 - 三次調整力②、三次調整力①、二次調整力②、二次調整力①または複合商品のいずれか、または複数に同時に約定している場合
 - 余力活用に関する契約において、三次調整力②に相当する機能、三次調整力①に相当する機能、二次調整力②に相当する機能、二次調整力①に相当する機能のいずれか、または複数の機能で契約を締結している場合



別冊（複合約定） アセスメント

- アセスメント I については、 ΔkW の供出可能量が、複合 ΔkW 約定量を下回っていないかを確認します。同一リソースが同一提供期間において複数約定している場合は、 ΔkW 約定単価が安い順にアセスメント I を実施いたします。なお、取引規程（需給調整市場）第44条（返還情報の登録）第2項各号のいずれかまたは複数に該当する場合を除き、複合市場商品の ΔkW 約定単価が上限価格を超えている場合にアセスメント I に用いる ΔkW 約定単価は、約定した複合市場商品の上限価格とします。ただし、複合商品に入札した場合、取引規程別冊（複合約定）第33条（約定の通知）第1項にもとづく約定結果の通知が単一商品の場合においても、複合商品における上限価格を適用します。
- 属地TSOが発電上限に出力制約等が反映されておらず不適当と認めた場合、発電上限電力を修正します。

○単独発電機におけるアセスメント I の算定式（同一リソースにおいて一次調整力の ΔkW 約定量が、当該約定結果内の二次調整力①の ΔkW 約定量、二次調整力②の ΔkW 約定量、または三次調整力①の ΔkW 約定量のいずれよりも大きい場合、次の式に「GF幅（定格出力外）」と「二次調整力①の ΔkW 約定量、二次調整力②の ΔkW 約定量、または三次調整力①の ΔkW 約定量の最も大きいものと、当該約定結果内の一次調整力の ΔkW 約定量の差の合計」のいずれか小さい方を加算します。ただし、発電上限電力に出力制約等がある場合はこの限りではない。）

・同一リソースが同一提供期間において複数約定していない場合

供出可能量 = 発電上限電力 - 発電計画電力

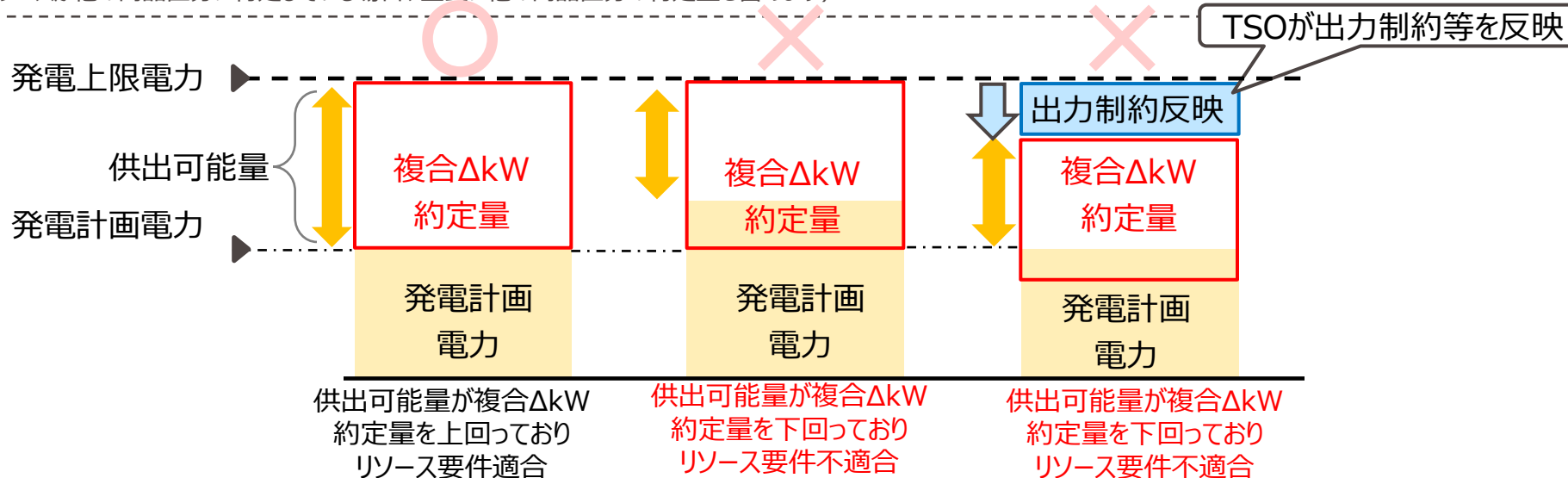
・同一リソースが同一提供期間において複数約定している場合

供出可能量 = 発電上限電力 - 発電計画電力 - 控除 ΔkW 約定量※

※ 当該リソースにおいて評価対象約定分の ΔkW 約定単価より ΔkW 約定単価が安い約定分および評価対象の約定分と

ΔkW 約定単価が同一かつ既に評価を行った約定分の約定量合計

（同一リソースが他の商品区分に約定している場合、上式に他の商品区分の約定量も含めます）



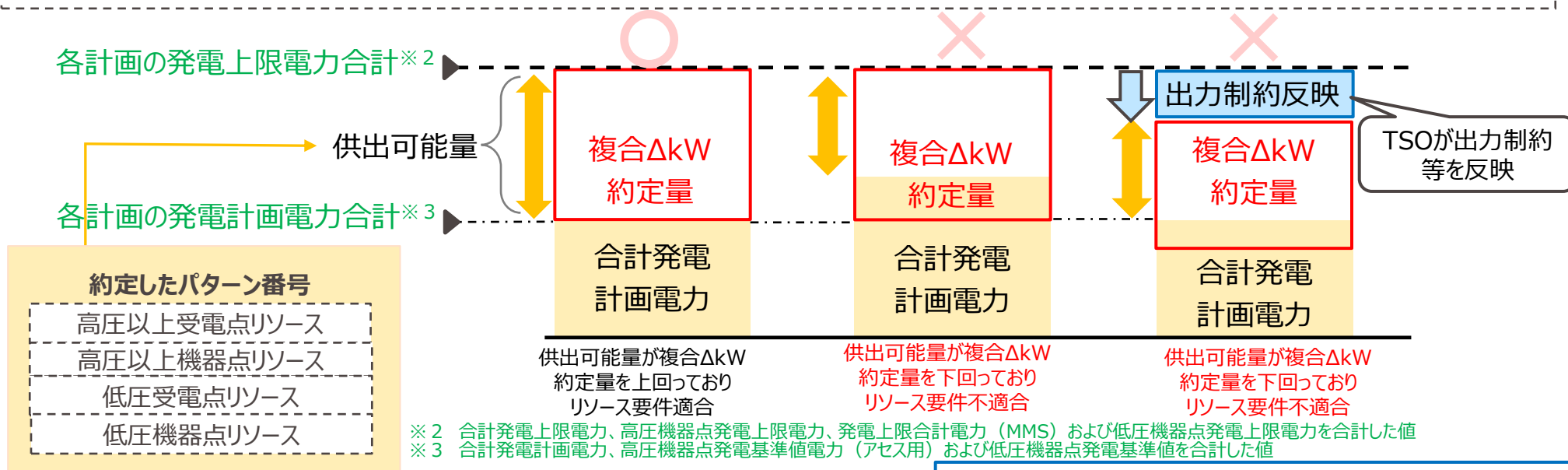
- アセスメント I については、 ΔkW の供出可能量が、複合 ΔkW 約定量を下回っていないかを確認します。
- 同一リソースが同一提供期間において複数約定している場合は、 ΔkW 約定単価が安い順にアセスメント I を実施いたします。なお、取引規程（需給調整市場）第44条（返還情報の登録）第2項各号のいずれかまたは複数に該当する場合を除き、複合市場商品の ΔkW 約定単価が上限価格を超えている場合にアセスメント I に用いる ΔkW 約定単価は、約定した複合市場商品の上限価格とします。ただし、複合商品に入札した場合、取引規程別冊（複合約定）第33条（約定の通知）第1項にもとづく約定結果の通知が単一商品の場合においても、複合商品における上限価格を適用します。
- 属地TSOが発電上限に出力制約等が反映されておらず不適当と認めた場合、合計発電上限電力を修正します。

（同一リソースにおいて一次調整力の ΔkW 約定量が、当該約定結果内の二次調整力①の ΔkW 約定量、二次調整力②の ΔkW 約定量、または三次調整力①の ΔkW 約定量のいずれよりも大きい場合、次の式に「GF幅（定格出力外）」と「二次調整力①の ΔkW 約定量、二次調整力②の ΔkW 約定量、または三次調整力①の ΔkW 約定量の最も大きいものと、当該約定結果内の一次調整力の ΔkW 約定量の差の合計」のいずれか小さい方を加算します。ただし、発電上限電力に出力制約等がある場合はこの限りではない。）

アセスメント I における供出可能量は、同一リソースが同一提供期間において複数約定していない場合は、当該リスト・パターンに含まれるリソースにおいて算定された値を当該リスト・パターンごとに合計した値とします。

同一リソースが同一提供期間において複数約定している場合は、当該リスト・パターンに含まれるリソースにおいて算定された値を当該リスト・パターンごとに合計し、控除 ΔkW 約定量※¹を差し引いた値とします。

※¹ 当該リソースにおいて評価対象約定分の ΔkW 約定単価より ΔkW 約定単価が安い約定分および評価対象の約定分と ΔkW 約定単価が同一かつ既に評価を行った約定分の約定量合計

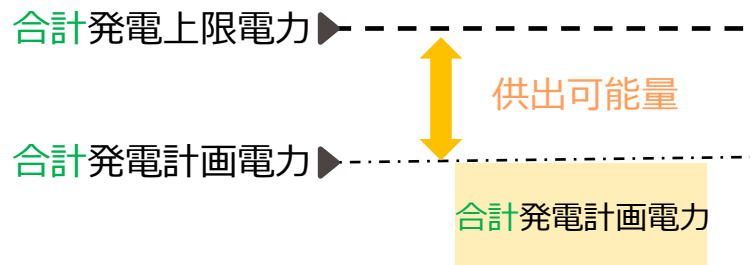


発電機リスト・パターンに含まれるリソースの算定

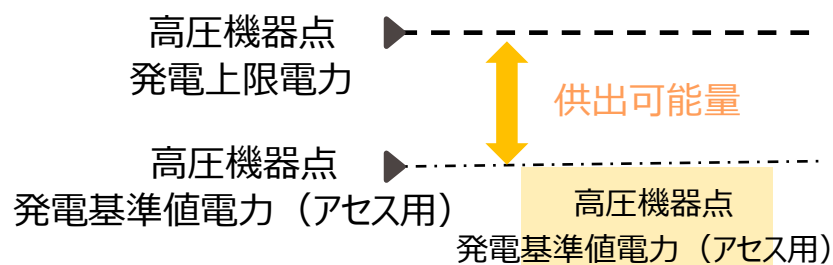
以下の算定は、同一の受電点リソースおよび同一の機器点リソースを対象として差し引く

- a 受電点の電圧が高圧以上で、受電点参入のリソース
 $\text{供出可能量} = \text{合計発電上限電力} - \text{合計発電計画電力}$
- b 受電点の電圧が高圧以上で、機器点参入のリソース
 $\text{供出可能量} = \text{高圧機器点発電上限電力} - \text{高圧機器点発電基準値電力 (アセス用)}$
- c 受電点の電圧が低圧で、受電点参入のリソース
 $\text{供出可能量} = \text{発電上限合計電力 (MMS)} - \text{発電計画合計電力 (MMS)}$
- d 受電点の電圧が低圧で、機器点参入のリソース
 $\text{供出可能量} = \text{低圧機器点発電上限電力} - \text{低圧機器点発電基準値電力}$

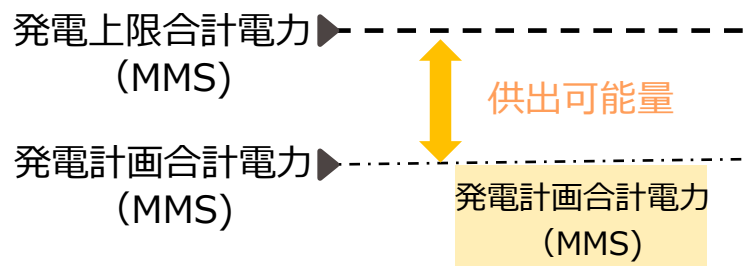
a 受電点の電圧が高圧以上で、受電点参入のリソース



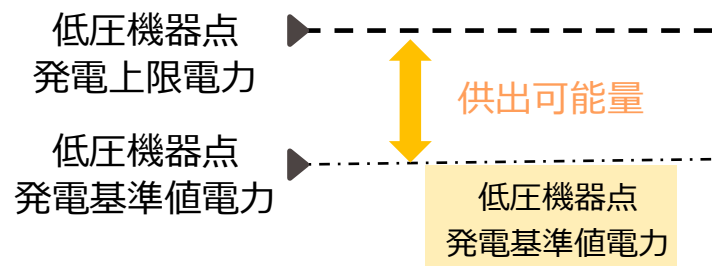
b 受電点の電圧が高圧以上で、機器点参入のリソース



c 受電点の電圧が低圧で、受電点参入のリソース



d 受電点の電圧が低圧で、機器点参入のリソース



- アセスメント I については、 ΔkW の供出可能量が、複合 ΔkW 約定量を下回っていないかを確認します。
- 同一リソースが同一提供期間において複数約定している場合は、 ΔkW 約定単価が安い順にアセスメント I を実施いたします。
なお、複合市場商品の ΔkW 約定単価が上限価格を超えている場合にアセスメント I に用いる ΔkW 約定単価は、約定した複合市場商品の上限価格とします。ただし、複合商品に入札した場合、取引規程別冊（複合約定）第33条（約定の通知）第1項にもとづく約定結果の通知が単一商品の場合においても、複合商品における上限価格を適用します。

アセスメント I における供出可能量は、同一リソースが同一提供期間において複数約定していない場合は、当該リスト・パターンに含まれるリソースにおいて（受電点参入のリソースは系統コードごとに）算定された値を当該リスト・パターンごとに合計した値とします。

同一リソースが同一提供期間において複数約定している場合は、当該リスト・パターンに含まれるリソースにおいて（受電点参入のリソースは系統コードごとに）算定された値を当該リスト・パターンごとに合計し、控除 ΔkW 約定量※1を差し引いた値とします。

※1 当該リソースにおいて評価対象約定分の ΔkW 約定単価より ΔkW 約定単価が安い約定分および評価対象の約定分と ΔkW 約定単価が同一かつ既に評価を行った約定分の約定量合計

各計画の基準値電力合計※2



※2 合計基準値電力、高圧機器基準値電力（アセス用）および低圧機器点基準値電力を合計した値

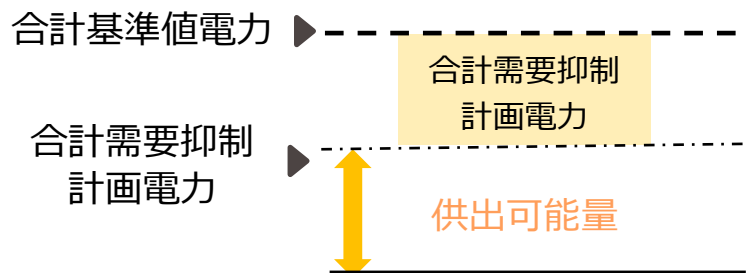


需要家リスト・パターンに含まれるリソースの算定

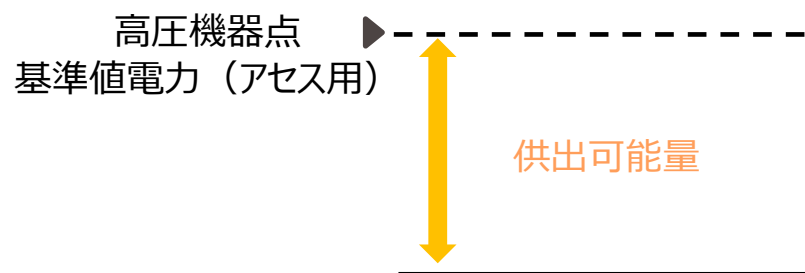
以下の機器点参入のリソースの算定は、同一の機器点リソースを対象として差し引く

- a 受電点の電圧が高圧以上で、受電点参入のリソース
 $\text{供出可能量} = \text{合計基準値電力} - \text{合計需要抑制計画電力}$
- b 受電点の電圧が高圧以上で、機器点参入のリソース
 $\text{供出可能量} = \text{高圧機器点基準値電力 (アセス用)}$
- c 受電点の電圧が低圧で、受電点参入のリソース
 $\text{供出可能量} = \text{合計基準値電力} - \text{合計需要抑制計画電力}$
- d 受電点の電圧が低圧で、機器点参入のリソース
 $\text{供出可能量} = \text{低圧機器点基準値電力}$

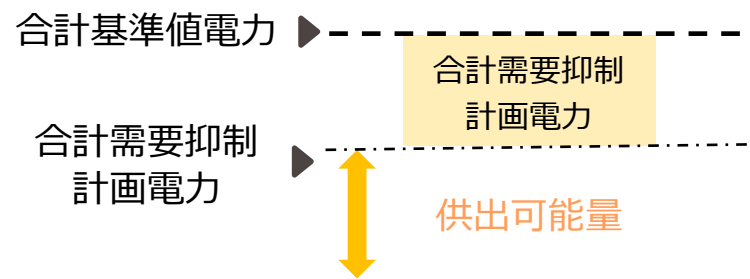
a 受電点の電圧が高圧以上で、受電点参入のリソース



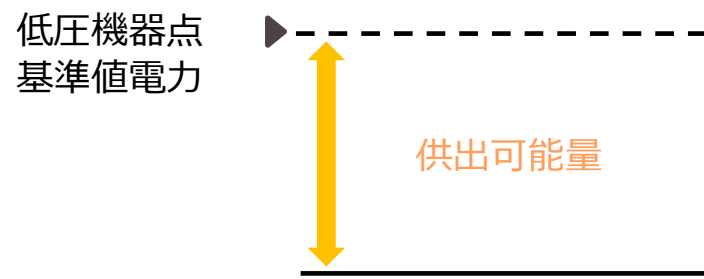
b 受電点の電圧が高圧以上で、機器点参入のリソース



c 受電点の電圧が低圧で、受電点参入のリソース



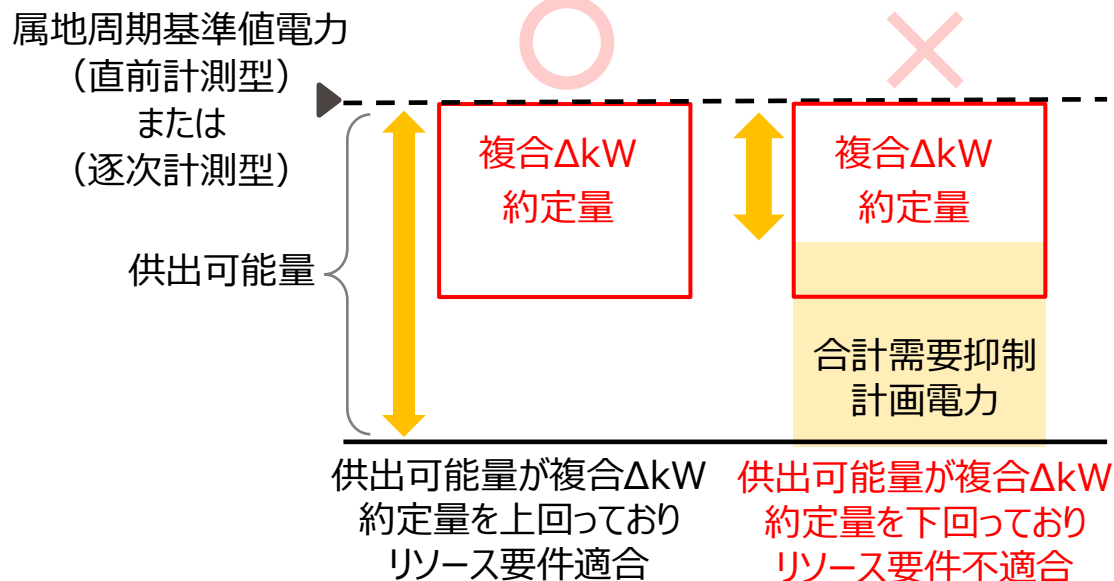
d 受電点の電圧が低圧で、機器点参入のリソース



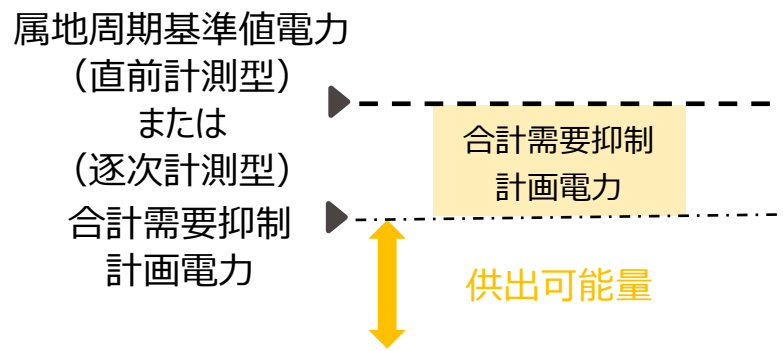
需要家リスト・パターンおよびネガポジリスト・パターンにおいて、需要リソースを用いる場合で直前計測型または逐次計測型を選択しているときの
アセスメント I に用いる値

直前計測型：約定したパターン番号単位の1分基準値電力（直前計測型）または属地周期基準値電力（直前計測型）の値とします

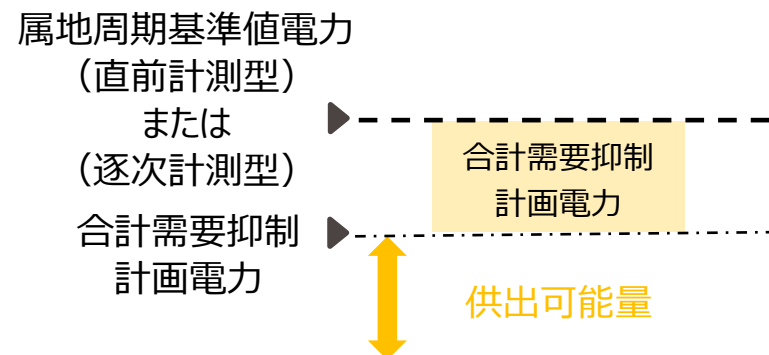
逐次計測型：約定したパターン番号単位の属地周期基準値電力（逐次計測型）の値とします



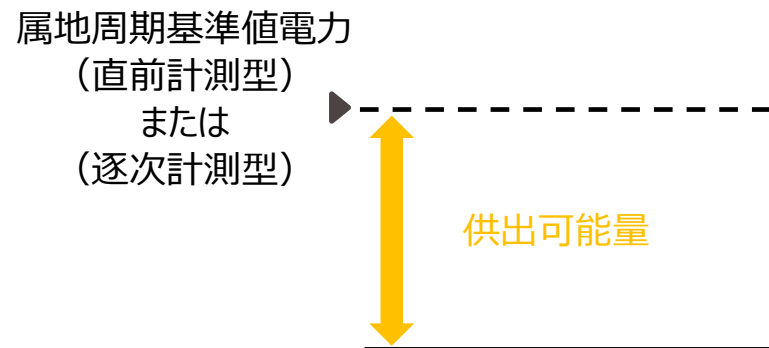
b 受電点の電圧が低圧で、受電点参入のリソース



a 受電点の電圧が高圧以上で、受電点参入のリソース



c 受電点の電圧が低圧で、機器点参入のリソース



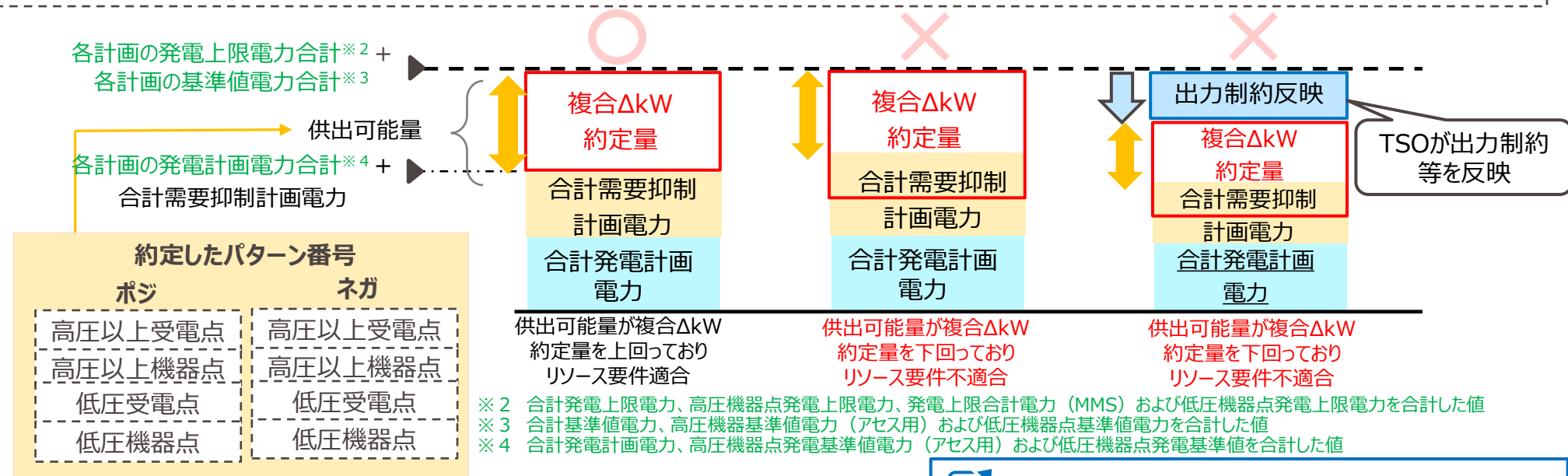
- アセスメント I については、 ΔkW の供出可能量が、複合 ΔkW 約定量を下回っていないかを確認します。
- 同一リソースが同一提供期間において複数約定している場合は、 ΔkW 約定単価が安い順にアセスメント I を実施いたします。なお、取引規程（需給調整市場）第44条（返還情報の登録）第2項各号のいずれかまたは複数に該当する場合を除き、複合市場商品の ΔkW 約定単価が上限価格を超えている場合にアセスメント I に用いる ΔkW 約定単価は、約定した複合市場商品の上限価格とします。ただし、複合商品に入札した場合、取引規程別冊（複合約定）第33条（約定の通知）第1項にもとづく約定結果の通知が単一商品の場合においても、複合商品における上限価格を適用します。
- 属地TSOが発電上限に出力制約等が反映されておらず不適当と認めた場合、合計発電上限電力を修正します。

（同一リソースにおいて一次調整力の ΔkW 約定量が、当該約定結果内の二次調整力①の ΔkW 約定量、二次調整力②の ΔkW 約定量、または三次調整力①の ΔkW 約定量のいずれよりも大きい場合、次の式に「G F 幅（定格出力外）」と「二次調整力①の ΔkW 約定量、二次調整力②の ΔkW 約定量、または三次調整力①の ΔkW 約定量の最も大きいものと、当該約定結果内の一次調整力の ΔkW 約定量の差の合計」のいずれか小さい方を加算します。ただし、発電上限電力に出力制約等がある場合はこの限りではない。）

アセスメント I における供出可能量は、同一リソースが同一提供期間において複数約定していない場合は、当該リスト・パターンに含まれるリソースにおいて（需要リソースを用いる受電点参入のリソースは系統コードごとに）算定された値を当該リスト・パターンごとに合計した値とします。

同一リソースが同一提供期間において複数約定している場合は、当該リスト・パターンに含まれるリソースにおいて（需要リソースを用いる受電点参入のリソースは系統コードごとに）算定された値を当該リスト・パターンごとに合計し、控除 ΔkW 約定量※¹を差し引いた値とします。

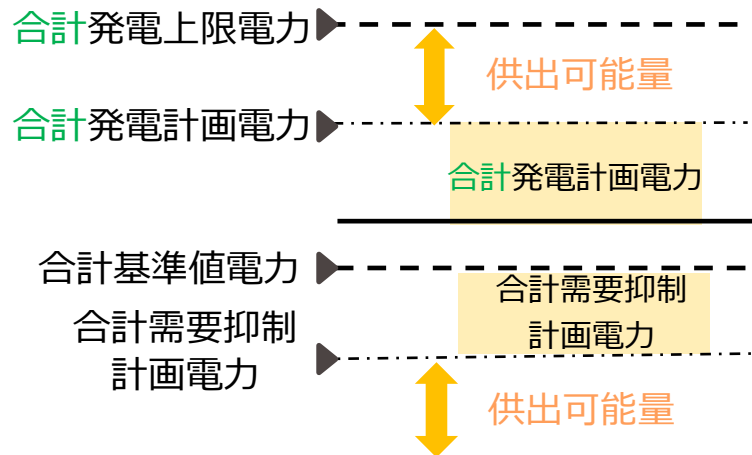
※¹ 当該リソースにおいて評価対象約定分の ΔkW 約定単価より ΔkW 約定単価が安い約定分および評価対象の約定分と ΔkW 約定単価が同一かつ既に評価を行った約定分の約定量合計



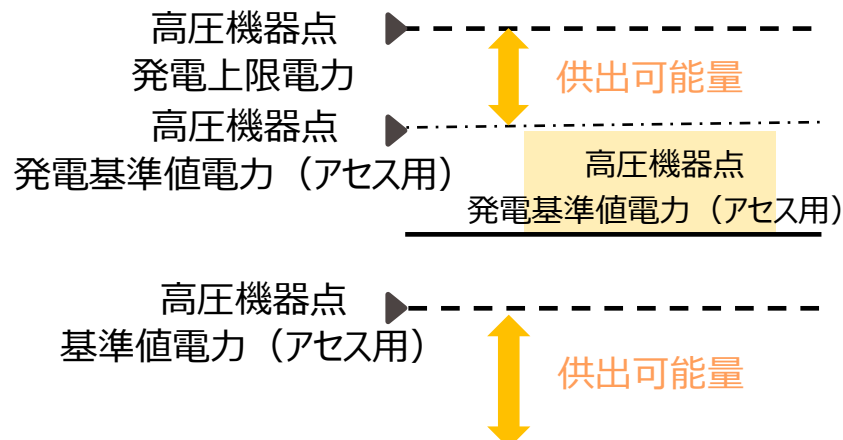
ネガポジリスト・パターンに含まれるリソースの算定

前スライドまでの発電機リスト・パターンおよび需要家リスト・パターンに含まれるリソースの算定で算出された値を合算した値とする

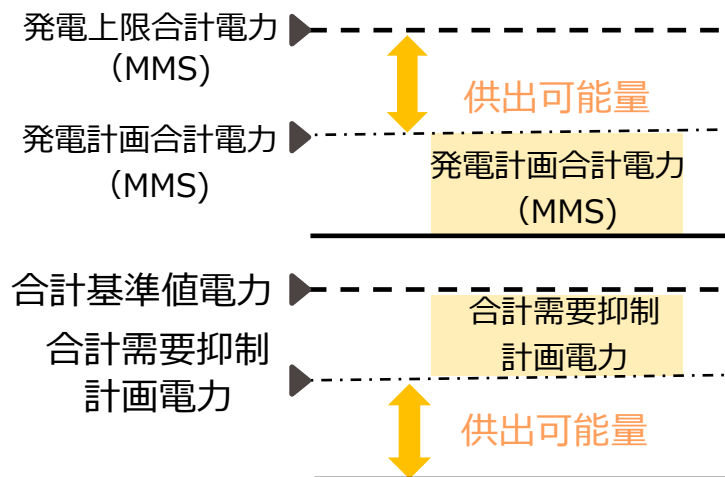
a 受電点の電圧が高圧以上で、受電点参入のリソース



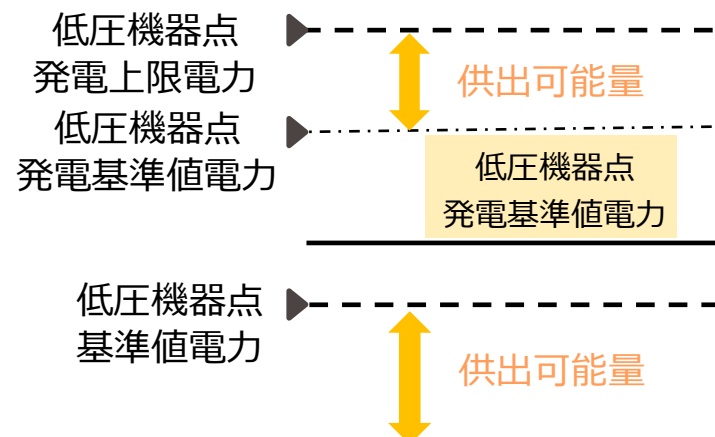
b 受電点の電圧が高圧以上で、機器点参入のリソース



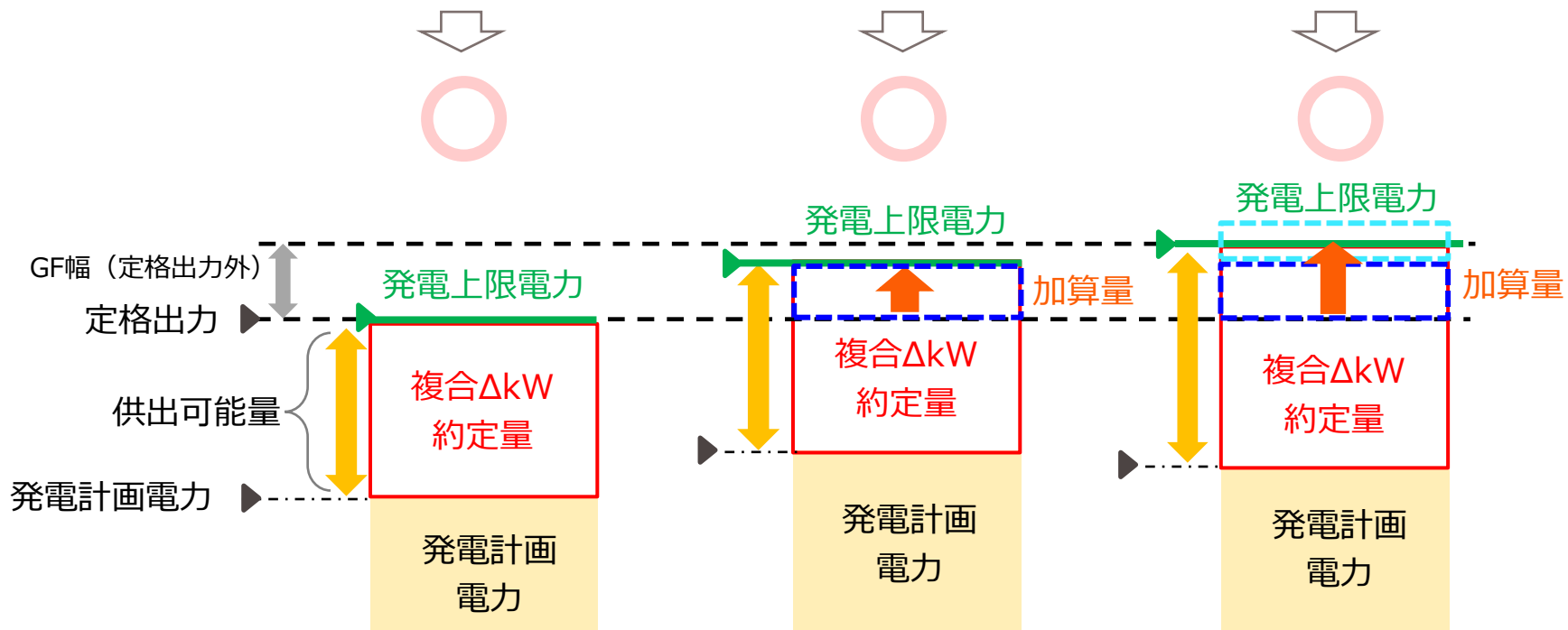
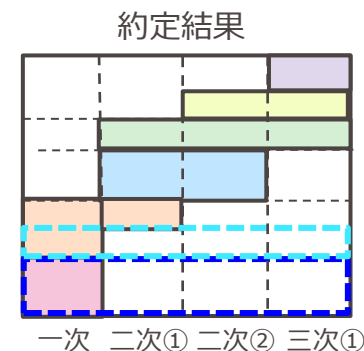
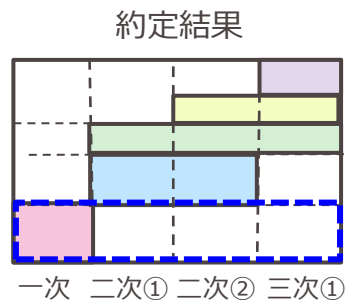
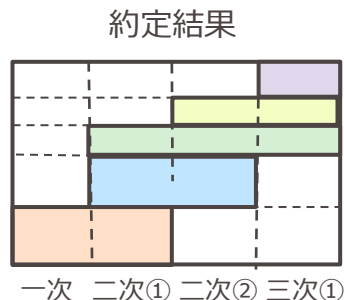
c 受電点の電圧が低圧で、受電点参入のリソース



d 受電点の電圧が低圧で、機器点参入のリソース



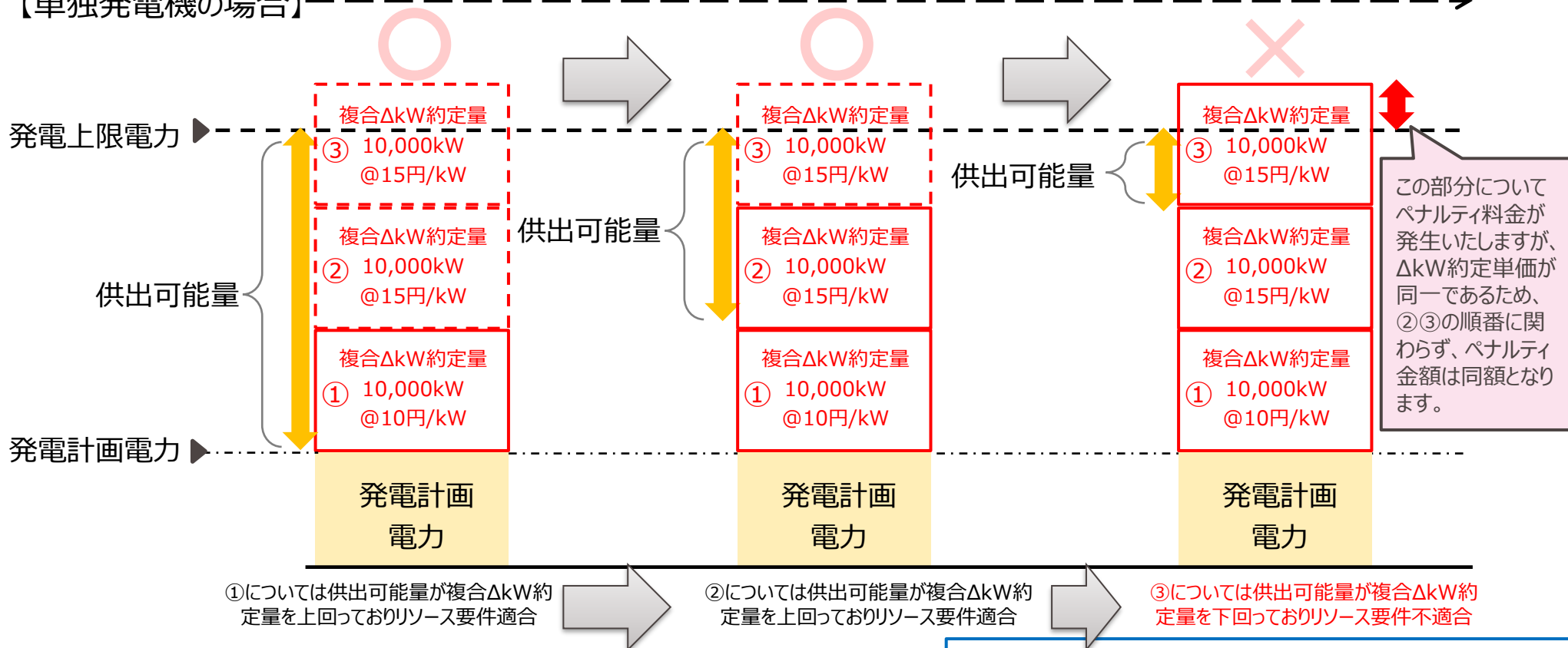
一次調整力の約定量が
他商品の約定量よりも
大きい部分



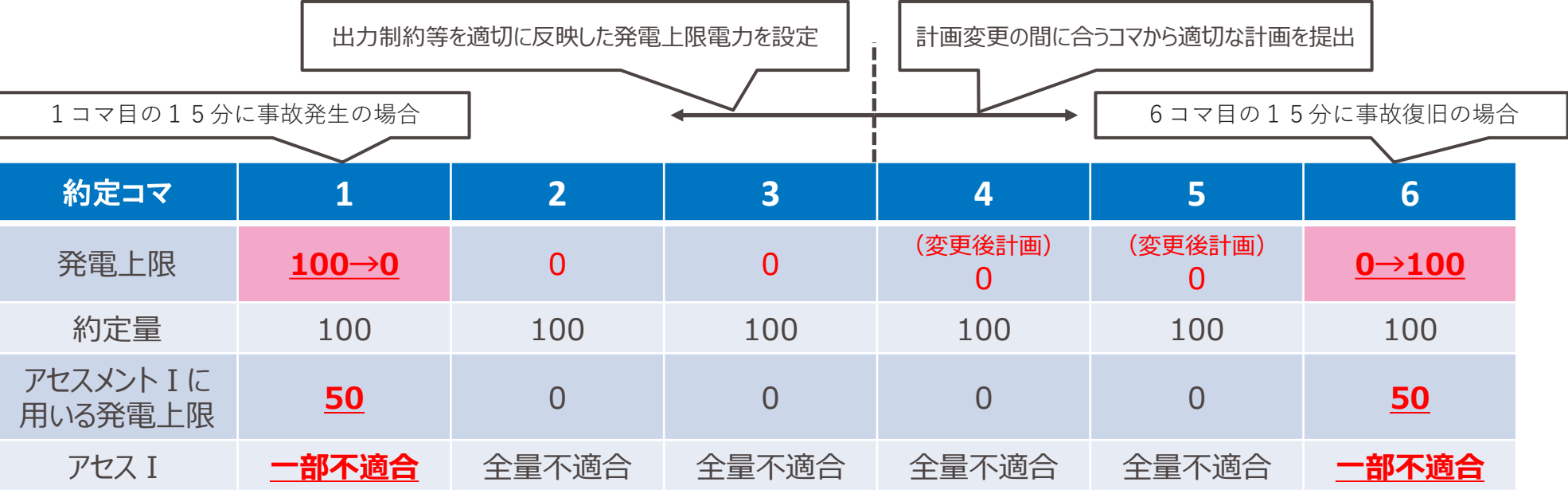
- 同一リソースが同一提供期間において複数約定している場合、 Δ kW約定単価が安い順にアセスメント I を実施いたします。
- 同一リソースのそれぞれの Δ kW約定分について、控除 Δ kW約定量（当該リソースにおいて評価対象約定分の Δ kW約定単価より Δ kW約定単価が安い約定分および評価対象の約定分と Δ kW約定単価が同一かつ既に評価を行った約定分の約定量合計）を供出可能量から差し引いてアセスメント I を実施いたします。

Δ kW約定単価が安いものからアセスメントを実施

【単独発電機の場合】----->



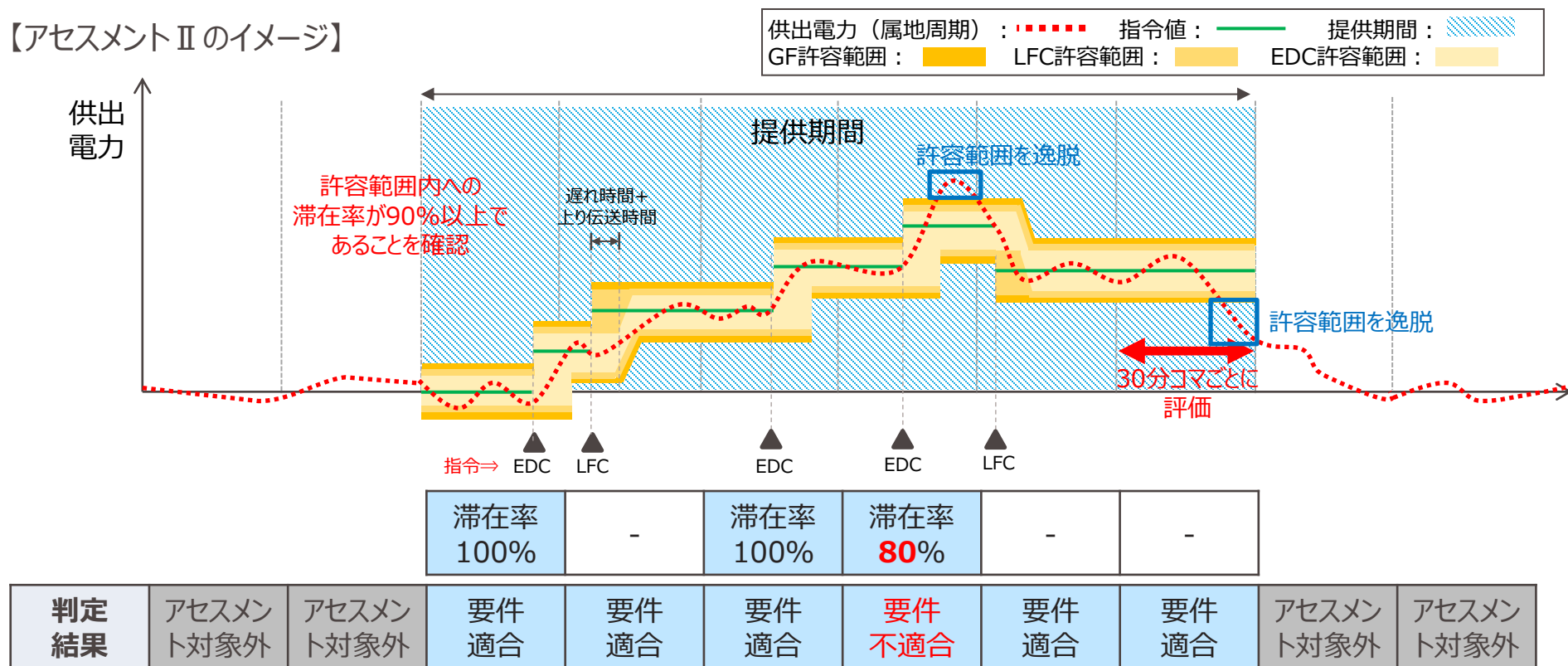
- 提供期間にトラブル等が発生した際には取引規程 第39条に定めるとおり、出力制約等を適切に反映した発電上限電力を設定いたします。
- 30分コマ内でトラブルが発生した際は、当該コマについては調整力として供出可能だった時間と提出されていた発電上限電力を平均してアセスメント I に用いる発電上限が設定されます。
- なお、発電計画等の計画類については反映可能なコマから速やかに反映いただく必要がございます。



- アセスメントⅡは、TSOが指定した※提供期間の30分コマごとに実施します。
- リソースの供出電力が、許容範囲内であることを確認することとし、各30分コマにおいて、計測点のうち90%以上が許容範囲内である場合に要件適合とします。
- なお、同一リソースが同一提供期間において複数の商品に約定している場合、商品ごとの ΔkW 約定量を合計してアセスメントⅡの許容範囲の算定に用い、リソース単位でアセスメントⅡを実施します。
- 供出電力および許容範囲の具体的な算出方法については、次スライド以降で説明します。

※ 同一リソースが同一提供期間に三次調整力②、三次調整力①または二次調整力②に相当する機能のみで応動する場合は、全ての提供期間とします。

【アセスメントⅡのイメージ】



- 複合約定のアセスメントⅡの評価間隔は、複合約定対象商品の内、最も評価間隔の短い商品の間隔とします。
- アセスメントⅡに用いる供出電力は、属地TSOが取引会員から受信した瞬時供出電力から下記のとおり算出します。

供出電力（1秒）：監視方法がオフラインの場合
供出電力（1分）：監視方法がオンラインであり、複合約定対象商品に一次調整力または二次調整力①を含まない場合
供出電力（属地周期）：監視方法がオンラインであり、複合約定対象商品に一次調整力または二次調整力①を含む場合

○供出電力（属地周期）の算定式

- ・ 同一リソースが三次調整力①，二次調整力②（複合約定対象商品に三次調整力①および二次調整力②を含む場合を含む）および三次調整力②のいずれか、または複数に同時に約定している場合（余力活用に関する契約において、契約を締結している商品相当を含む）受信した瞬時供出電力
- ・ 同一リソースが三次調整力①，二次調整力②（複合約定対象商品に三次調整力①および二次調整力②を含む場合を含む）および三次調整力②のいずれか、または複数に同時に約定している場合（余力活用に関する契約において、契約を締結している商品相当を含む）を除く
 - a 単独発電機（出力変化量指令および出力増減指令（接点信号））の場合
 - (a)補正計測電力を瞬時供出電力として受信しているとき：
受信した瞬時供出電力から属地周期発電計画電力を差し引いた値
 - (b)補正計測電力から属地周期発電計画電力を差し引いた値を瞬時供出電力として受信しているとき：
受信した瞬時供出電力
 - b 単独発電機（出力調整指令（数値指令））の場合
受信した瞬時供出電力（補正計測電力）
 - c 各リスト・パターンの場合
受信した瞬時供出電力



○供出電力（1秒）の算定式

**第13条の規定にもとづき提出された
瞬時供出電力**

○供出電力（1分）の算定式

- ・専用線オンライン接続リソースの場合
受信した瞬時供出電力から算出した1分ごとの平均電力
- ・簡易指令システム接続リソースの場合
受信した瞬時供出電力

- 専用線オンラインで接続する場合は、取引規程第13条（リソース等が満たすべき要件）に定める瞬時供出電力が当該時間の終了時刻から1秒から5秒程度以内に送信されなかった場合で、属地TSOから求めがあった日の翌営業日までに通知が行われなかったことにより、供出電力（1分）、または供出電力（属地周期）が算定できなかったときは、当該供出電力（1分）、または当該供出電力（属地周期）について許容範囲を逸脱したものとして扱います。
- なお、簡易指令システムで接続する場合は、取引規程第13条（リソース等が満たすべき要件）に定める瞬時供出電力が当該コマの次の30分コマの終了時刻までに送信されなかった場合で、属地TSOから求めがあった日の翌営業日までに所定の様式34（三次調整力②・三次調整力①・二次調整力②共通瞬時供出電力通知書兼需要実績通知書）等による通知が行われなかったことにより、供出電力（1分）が算定できなかったときは、当該供出電力（1分）について許容範囲を逸脱したものとして扱います。
- また、**単独発電機の場合は補正計測電力、各リスト・パターンの場合は合計補正計測電力および合計機器点補正計測電力を合算した値**を30分コマごとに平均した値が、欠測等により託送計量器および機器点の特例計量器により計量された電力量を2倍して電力に換算した値と比較し、一定の閾値を超えるかい離があった場合は、取引会員と属地TSOにおいて協議を行うこととし、かい離の原因が取引会員が用いる計量器と託送計量器もしくは機器点の特例計量器の計測誤差または取引会員が用いる計量器と託送計量器もしくは機器点の特例計量器の異常等にもとづくものと属地TSOが認めるときに限り、取引会員に対し、アセスメントⅡに用いる実績の代用データの提出を求め、あらためて供出電力（1秒）、供出電力（1分）または供出電力（属地周期）を定めます。属地TSOが認めないと判断した場合は、アセスメントⅡの不適合等の処置を実施します。



- 監視方法がオフラインの場合、瞬時供出電力の対象および受け渡しは、以下のとおり実施します。

1 暦月内で属地TSOが指定した任意8コマを対象に実施します。

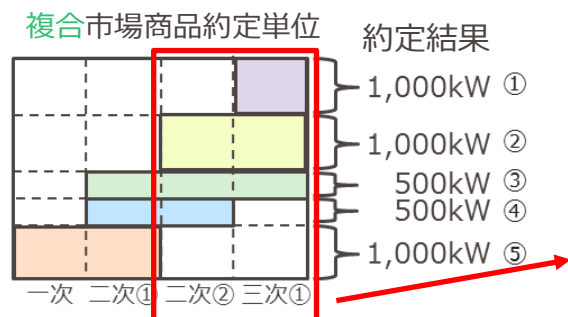
また、当該月の約定コマが8コマ以下の場合は、約定したコマ全てを対象に実施します。

なお、瞬時供出電力の提出依頼および受け渡しは、メールで行います。

- アセスメントⅡの許容範囲は、約定している商品それぞれについて、以下の(イ)～(ハ)の許容範囲を組み合わせて算定します。

- (イ) 複合約定対象商品に三次調整力①および二次調整力②を含む場合または三次調整力①および二次調整力②が同時に約定しているとき、三次調整力①および二次調整力②の許容範囲は、取引規程別冊（二次調整力②）第39条（アセスメント）(3)イに定める許容範囲とする。
 なお、この場合の許容範囲の算定に用いる $\Delta k W$ 約定量は、複合市場商品約定単位ごとに三次調整力① $\Delta k W$ 約定量と二次調整力② $\Delta k W$ 約定量を比較し、大きい方の $\Delta k W$ 約定量を合計した値※を用い、さらに三次調整力②に同時に約定している場合は、三次調整力②の合計した $\Delta k W$ 約定量を加算した値を用いる。
- (ロ) 複合約定対象商品に三次調整力①を含み、二次調整力②を含まない場合または三次調整力①が同時に約定し、二次調整力②に同時に約定していないときの三次調整力①の許容範囲は、取引規程別冊（三次調整力①）第39条（アセスメント）(3)イに定める許容範囲とする。
- (ハ) 複合約定対象商品に二次調整力②を含み、三次調整力①を含まない場合または二次調整力②が同時に約定し、三次調整力①に同時に約定していないときの二次調整力②の許容範囲は、取引規程別冊（二次調整力②）第39条（アセスメント）(3)イに定める許容範囲とする。
 なお、三次調整力②に同時に約定している場合、許容範囲の算定に用いる $\Delta k W$ 約定量は、三次調整力②および二次調整力②の合計した $\Delta k W$ 約定量を用いる。
- (ニ) 複合約定対象商品に二次調整力①を含む場合または二次調整力①が同時に約定しているときの二次調整力①の許容範囲は、取引規程別冊（二次調整力①）第39条（アセスメント）(3)イに定める許容範囲とする。
- (ホ) 複合約定対象商品に一次調整力を含む場合または一次調整力が同時に約定しているとき、一次調整力の $\Delta k W$ 約定量を許容範囲とする。ただし、異常時は一次調整力の許容範囲の上限は定めないものとする。なお、上記の異常時とは属地TSOが電源脱落等発生を検知した時刻（ただし、属地TSOが電源脱落等発生を検知した時刻において基準周波数以上の場合は、電源脱落等発生後最初に基準周波数を下回った時刻とする）を起点に、周波数が基準周波数から0.2ヘルツ（北海道電力ネットワーク株式会社の属地エリアにおいては0.3ヘルツ）を差し引いた値を継続して下回る期間とする。
- (ハ) (イ)から(ロ)に該当しない場合で、同一リソースが同一提供期間に三次調整力②と同時に約定しているとき、三次調整力②の許容範囲は、取引規程別冊（三次調整力②）第39条（アセスメント）(2)イに定める許容範囲とする。

※イメージ図



約定結果	二次調整力② $\Delta k W$ 約定量	三次調整力① $\Delta k W$ 約定量	大きい方の $\Delta k W$ 約定量
①	0kW	1,000kW	1,000kW
②	1,000kW	1,000kW	1,000kW
③	500kW	500kW	500kW
④	500kW	0kW	500kW

三次①と二次②を比較し
 大きい方の $\Delta k W$ 約定量の
 合計値
 3,000kW

- 同一ブロックの約定結果によって、読み取る取引規程文は、以下のとおり。

No	約定結果※					許容範囲の算定					
	一次	二次①	二次②	三次①	三次②	(イ)	(ロ)	(ハ)	(ニ)	(ホ)	(ヘ)
1	●	●							◆	◆	
2	●		●					◆		◆	
3	●			●			◆			◆	
4		●	●					◆	◆		
5		●		●			◆		◆		
6			●	●		◆					
7	●	●	●					◆	◆	◆	
8	●	●		●			◆		◆	◆	
9	●		●	●		◆				◆	
10		●	●	●		◆			◆		
11	●	●	●	●		◆			◆	◆	

※約定の有無に関わらず、余力活用に関する契約を締結している商品相当は「●」です。

No7を例に次ページ以降で
算定方法を提示



(参考) 複合約定における商品の組み合わせ

629

- 同一ブロックの約定結果によって、読み取る取引規程文は、以下のとおり。

No	約定結果※					許容範囲の算定					
	一次	二次①	二次②	三次①	三次②	(イ)	(ロ)	(ハ)	(ニ)	(ホ)	(ヘ)
12	●				●					◆	◆
13		●			●				◆		◆
14			●		●			◆			
15				●	●		◆				
16	●	●			●				◆	◆	◆
17	●		●		●			◆		◆	
18	●			●	●		◆			◆	
19		●	●		●			◆	◆		
20		●		●	●		◆		◆		
21			●	●	●	◆					
22	●	●	●		●			◆	◆	◆	
23	●	●		●	●		◆		◆	◆	
24	●		●	●	●	◆				◆	
25		●	●	●	●	◆			◆		
26	●	●	●	●	●	◆			◆	◆	

※約定の有無に関わらず、余力活用に関する契約を締結している商品相当は「●」です。

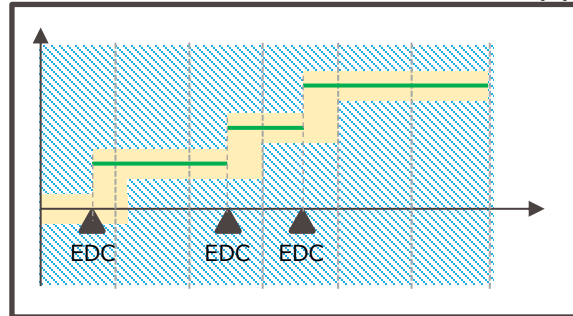


取引規程 第8章 第39条

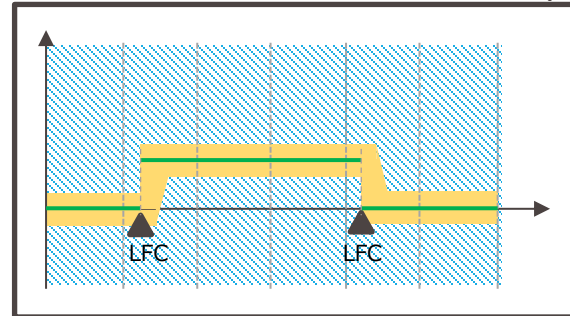
- 複合約定対象商品が二次調整力②、二次調整力①および一次調整力の場合の許容範囲のイメージ。

複合市場商品	一次	二次①	二次②	三次①	前日市場商品	三次②	許容範囲の組み合わせ
約定結果	約定	約定	約定	未約定	約定結果	未約定	前頁の(ハ)と(ニ)と(ホ)

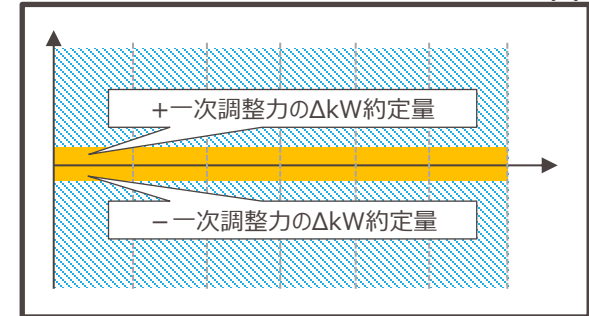
対象規程文:(ハ)



対象規程文:(ニ)

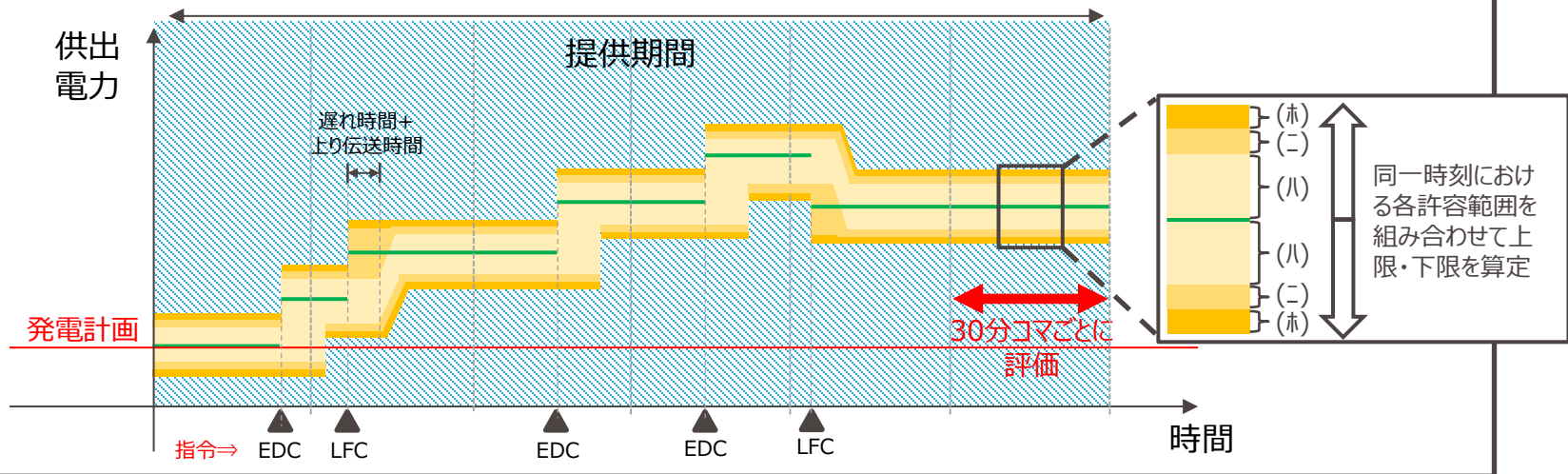


対象規程文:(ホ)



【許容範囲のイメージ】

指令値: — 提供期間: GF許容範囲: LFC許容範囲: EDC許容範囲:

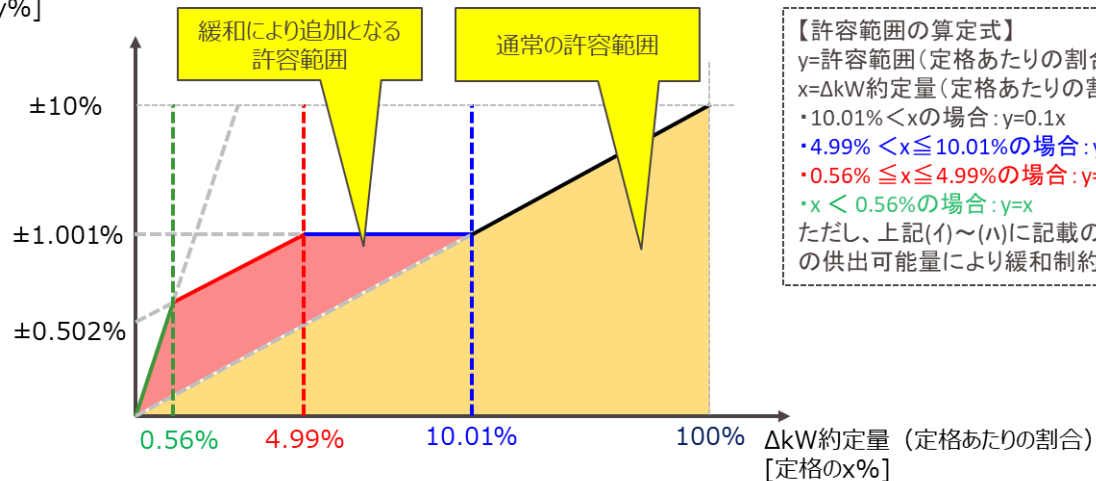


- 単独発電機において、複合約定対象商品に二次調整力①を含む場合または二次調整力①が同時に約定しているとき、または複合約定対象商品に一次調整力を含む場合または一次調整力が同時に約定しているとき、合計 $\Delta k W$ 約定量が定格出力の10.01%以下の場合、627スライドで算定した許容範囲、または本スライドで算定した許容範囲のいずれか大きい方とする。
※システム対応が可能なエリアは、電源差し替え時のリソースも対象とする。

- (イ) 合計 $\Delta k W$ 約定量が定格出力の4.99%より大きく10.01%以下の場合
合計 $\Delta k W$ 約定量が定格出力の10.01%となる係数を、複合商品の内訳商品と三次調整力②に乗じた値を各商品の供出可能量を上限として $\Delta k W$ 約定量とみなし、627スライドに記載する(イ)から(ハ)を組み合わせ、算定した許容範囲。
- (ロ) 合計 $\Delta k W$ 約定量が定格出力の0.56%以上かつ4.99%以下の場合
合計 $\Delta k W$ 約定量が定格出力の5.02%となるような係数を、複合商品の内訳商品と三次調整力②に乗じた値と $\Delta k W$ 約定量の和を各商品の供出可能量を上限として $\Delta k W$ 約定量とみなし、627スライドに記載する(イ)から(ハ)を組み合わせ、算定した許容範囲。
- (ハ) 合計 $\Delta k W$ 約定量が定格出力の0.56%より小さい場合
各商品の供出可能量を $\Delta k W$ 約定量とみなし、627スライドに記載する(イ)から(ハ)の許容範囲を組み合わせ、算定した許容範囲、または合計 $\Delta k W$ 約定量のいずれか小さい方。

【許容範囲のイメージ】

許容範囲（定格あたりの割合）
[定格のy%]



【許容範囲の算定式】

y =許容範囲（定格あたりの割合）
 x = ΔkW 約定量（定格あたりの割合）

・ $10.01\% < x$ の場合： $y=0.1x$

・ $4.99\% < x \leq 10.01\%$ の場合： $y=1.001$

・ $0.56\% \leq x \leq 4.99\%$ の場合： $y=0.1x+0.502$

・ $x < 0.56\%$ の場合： $y=x$

ただし、上記(イ)～(ハ)に記載の通り、各商品の供出可能量により緩和制約がある。

- 631スライドの具体的な許容範囲の緩和イメージ。

＜供出可能量とΔkW約定量＞ ※定格出力=800,000kW

単位:[kW]

	一次	二次①	二次②	三次①	複合商品 最大約定量
供出可能量	30,000	50,000	50,000	150,000	-
約定A	0	0	1,000	2,000	2,000
約定B	0	1,000	1,000	0	1,000
約定C	1,000	1,000	0	0	1,000
合計ΔkW約定量	-	-	-	-	4,000

- ① 定格出力に対する合計ΔkW約定量の割合を確認
・ $4,000/800,000=0.50\%$ ⇒(ハ) 合計ΔkW約定量が定格出力の0.56%より小さい場合に該当
- ② 供出可能量をΔkW約定量とみなし、627スライドに記載する(イ)から(ハ)の許容範囲を組み合わせる算定した許容範囲
・(イ)にて算出した許容範囲： $200,000\text{kW} \times 10\% = 20,000\text{kW}$
・(ニ)にて算出した許容範囲： $50,000\text{kW} \times 10\% = 5,000\text{kW}$
・(ホ)にて算出した許容範囲：30,000kW
- ③ (イ)から(ハ)の許容範囲を組み合わせる算定した許容範囲を合計ΔkW約定量とした許容範囲
・合計ΔkW約定量 = 4,000kW
- ④ ②と③のいずれか小さい方を許容範囲とする
・② > ③であるため、4,000kWが許容範囲

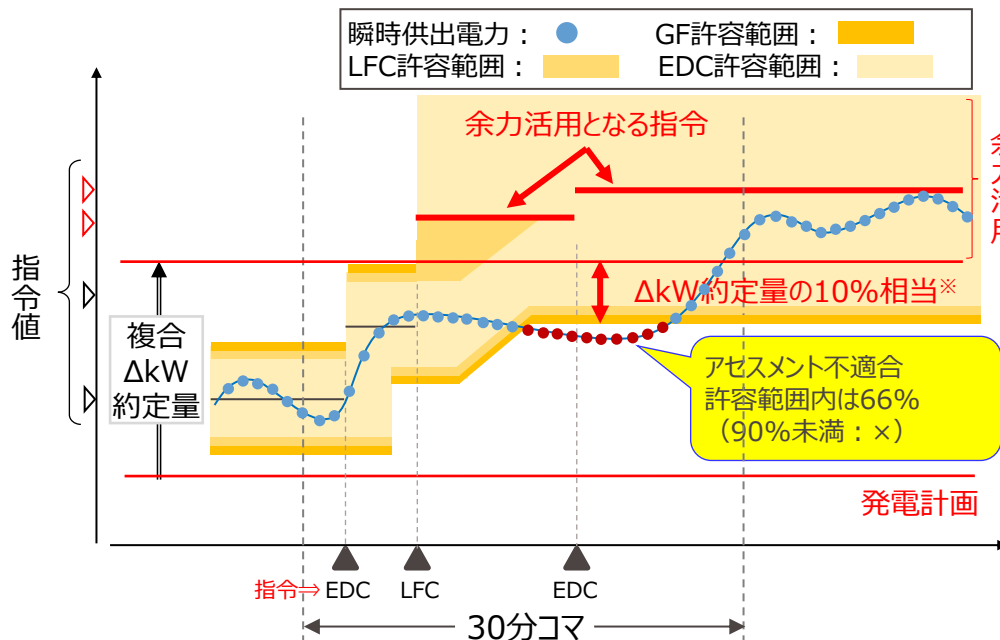


- 以下に該当する30分コマについては、アセスメントⅡの対象外といたします。
 - 余力活用に関する契約を締結していない場合で、取引規程第26条（取引対象の $\Delta k W$ ）に定める $\Delta k W$ の要件を超えて指令を行った時間を含むとき
 - 余力活用に関する契約を締結している場合で、取引規程第26条（取引対象の $\Delta k W$ ）第1項(2)に定める指令以外の方法で指令を行った時間を含むとき
- 約定したリソースが余力活用に関する契約を締結している場合で、複合 $\Delta k W$ 約定量以上の余力の部分を使用した時間を含むときにおいても、複合 $\Delta k W$ 約定量の範囲内で属地TSOの指令に従い実際に調整していることは確認いたします。

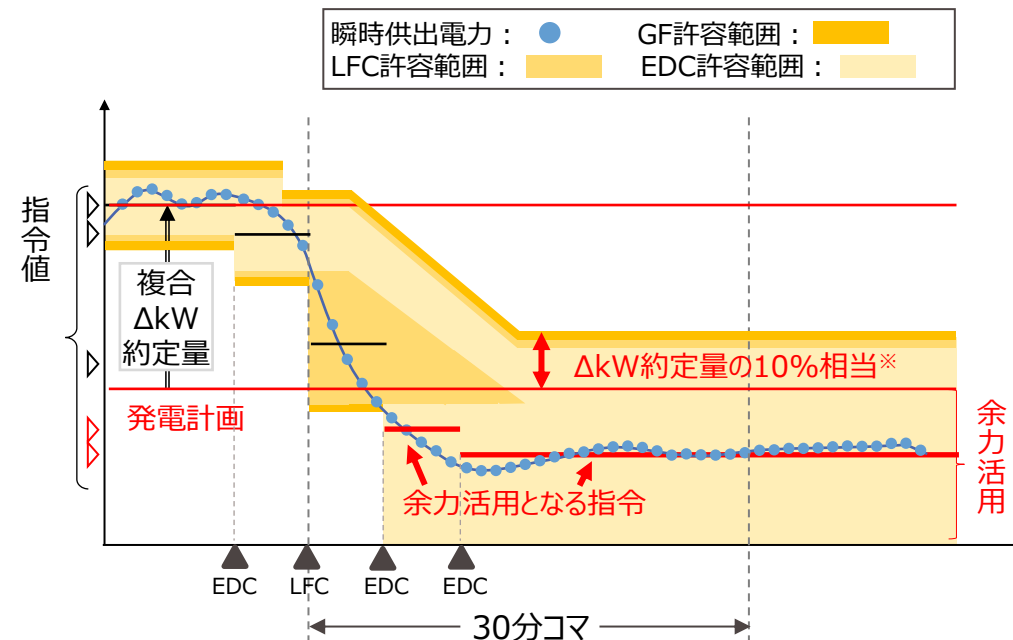
複合 $\Delta k W$ 約定量以上の余力の部分を使用した時間を含む場合に属地TSOの指令に従い実際に調整しているかどうかの確認方法

※ 下図は、単独発電機かつ出力調整指令（数値指令）の場合をイメージしております。

①発電計画電力を基準として複合 $\Delta k W$ 約定量の範囲外に上げ指令を行った場合の許容範囲



②発電計画電力を基準として複合 $\Delta k W$ 約定量の範囲外に下げ指令を行った場合の許容範囲



※ 約定している商品それぞれについて、組み合わせて算定します。

- 約定したリソースが余力活用に関する契約を締結している場合で、複合市場商品のΔkW約定量および三次調整力②のΔkW約定量を合計した範囲（以下、「合計ΔkW約定量」といいます。）を上回る範囲（以下、「上げ余力」といいます。）または下回る範囲（以下、「下げ余力」といいます。）への指令行ったときは、合計ΔkW約定量の範囲内で属地TSOの指令に追従していることを確認するために、以下のとおり許容範囲を算定します。

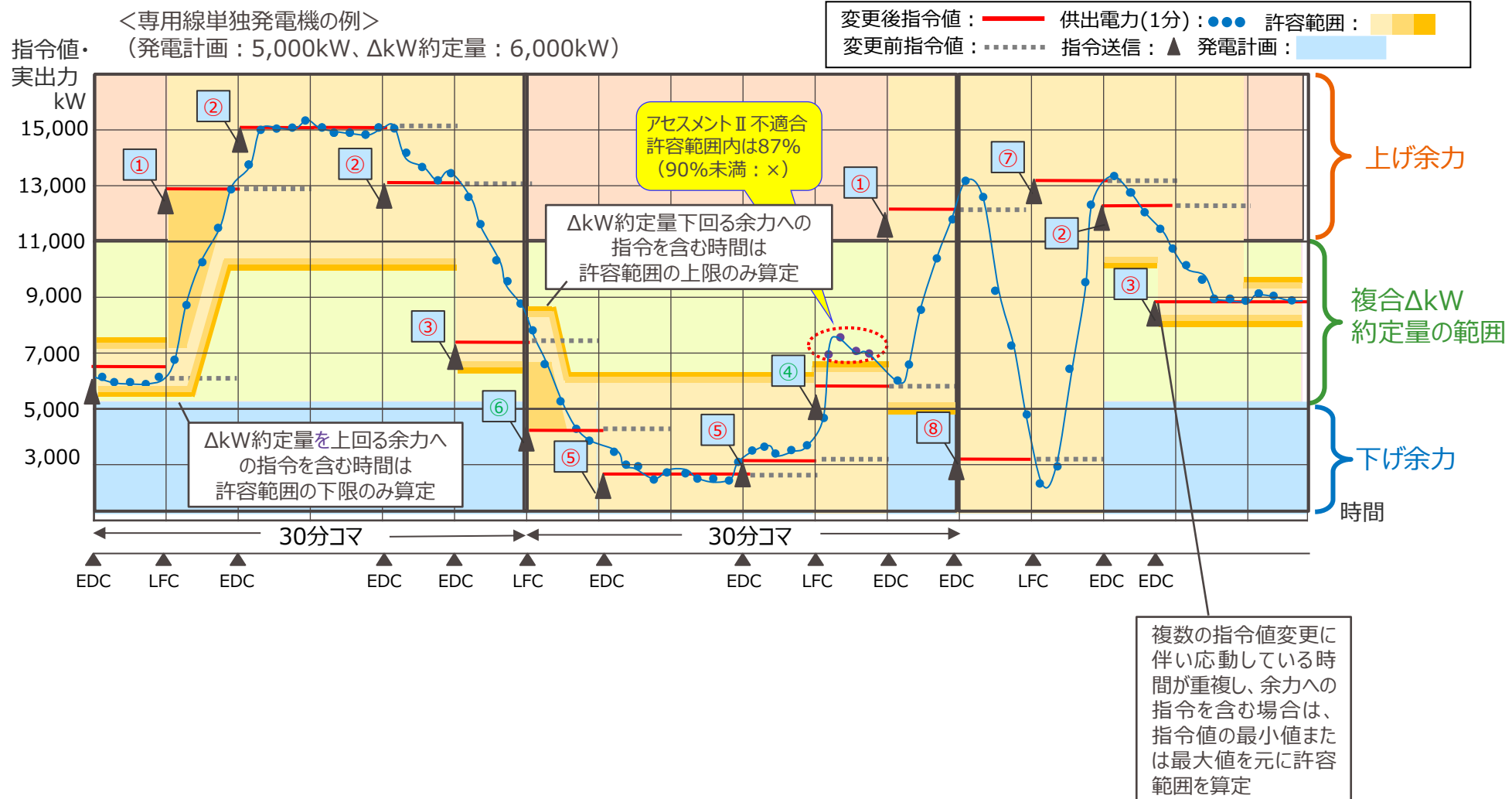
	変更前指令量	変更後指令量	許容範囲の算定式
①	ΔkW約定量の範囲	上げ余力	「約定している商品それぞれについて、627スライドに記載する(イ)～(ハ)を組み合わせる算定した許容範囲の下限値」または「合計ΔkW約定量－(二次調整力②、三次調整力①および三次調整力②におけるΔkW約定量) ^{※1} ×10%－二次調整力①のΔkW約定量×10%－一次調整力のΔkW約定量」 ^{※2} のいずれか小さい方以上
②	上げ余力	上げ余力	
③	上げ余力	ΔkW約定量の範囲	
④	下げ余力	ΔkW約定量の範囲	「約定している商品それぞれについて、627スライドに記載する(イ)～(ハ)を組み合わせる算定した許容範囲の上限値」または「(二次調整力②、三次調整力①および三次調整力②におけるΔkW約定量) ^{※1} ×10%＋二次調整力①のΔkW約定量×10%＋一次調整力のΔkW約定量」 ^{※2} のいずれか大きい方以下
⑤	下げ余力	下げ余力	
⑥	ΔkW約定量の範囲	下げ余力	
⑦	下げ余力	上げ余力	制限無し（全域）
⑧	上げ余力	下げ余力	

※1 複合市場商品約定単位ごとに三次調整力①ΔkW約定量と二次調整力②ΔkW約定量を比較し、ΔkW約定量の大きい方のΔkW約定量を合計したΔkW約定量＋三次調整力②の合計したΔkW約定量。

※2 実出力指令の場合は、「当該30分コマの発電計画電力」を加算します。

※ 許容範囲のイメージ図は次スライド参照ください。





- 属地TSOは必要に応じて、機器点参入に用いるリソースの応動実績値を取引会員へ事前の通知なしに直接確認することができます。
- 応動実績値の確認を求められた取引会員は、その求めに遅滞なく応じる必要があります。
- 上記確認の結果、アセスメントⅡに提出された応動実績値に改ざん等の不正行為があると属地TSOが判断した場合、アセスメントⅡの不適合等の処置の実施および取引規程（需給調整市場）第41条（アセスメント要件不適合時の対応）第4項の処分を行います。
- なお、当該取引における取引規程（需給調整市場）第46条(決済の対象)に定める約定料金およびペナルティ料金に係る支払期日は、取引規程（需給調整市場）第51条（料金等の授受）にかかわらず、協議が完了した翌月の末日（当該日が金融機関の休業日の場合はその直前の休業日でない日）とします。



2 - 1 0 . ペナルティ

【アセスメントに対するペナルティ料金について】

- アセスメントⅠおよびアセスメントⅡにおいて、取引対象の $\Delta k W$ に定める要件の不適合が判明した場合、ペナルティ料金Ⅰおよびペナルティ料金Ⅱを30分コマごとに算定します（算定式は640スライド以降参照）。
- ペナルティ料金の対象は約定した $\Delta k W$ 料金が対象となり、ペナルティの倍率については、アセスメントⅠは1.5倍、アセスメントⅡは1.0倍を設定します。
- ペナルティ料金Ⅰおよびペナルティ料金Ⅱはそれぞれ算定しますが、ペナルティ料金は約定した $\Delta k W$ 料金の1.5倍が上限となります。

【アセスメント要件不適合時のペナルティについて】

- アセスメントⅠおよびアセスメントⅡにおいて、許容範囲外の応動が繰り返される、確保した調整力が期待どおりに応動しない等、取引対象の $\Delta k W$ に定める要件の不適合が判明した場合、市場運営者から是正勧告を実施することがあります。
- その場合、市場運営者からの是正勧告に従っていただきますが、改善が見られない場合、取引停止や取引会員の除名処分を受けることがあります。
- 是正勧告や取引停止・除名の通知は、本取引所事務局から実施いたします。

- アセスメントにおいて取引規程に定める要件の不適合が判明した場合、市場運営者は、下記の実施基準にもとづき総合判断を行った上で、取引会員に対し是正勧告等の処分を行うことがあります。
- 是正勧告の要否の判断にあたって、属地TSOは取引会員に対し、下記実施基準の関連事項について、聞き取り調査等による確認を実施します。
- 是正勧告等の処分を行った場合、市場運営者はホームページ上での公表を行います。

1. 是正勧告等の実施基準

項 目	判断内容
故意・過失の程度	・ 原因等の詳細内容による判断
再発性	・ 過去同一事例の有無、事業者としての回数等による判断
注意義務	・ 公表事例を踏まえた注意有無等による判断
行為の規模等	・ 不足ΔkW、乖離率、連続コマ数、回数/月等による判断
管理体制	・ 社内管理体制等の状況による判断
自浄作用	・ 自発的な対策有無等による判断
再発防止の実効性	・ 再発防止策の内容等による判断

2. 是正勧告事例の公表内容（例）

	発生月	分 類	事 象	是正勧告の理由
例	2021.4	単独発電機	担当者の怠慢により、発電計画電力を考慮せず発電上限電力にて応札したため、〇日間に亘り延べ〇kWhの不適合が発生した。	市場への影響が大きく、効果的な再発防止策も施されていないため。

【ペナルティ料金 I 算定式】（30分コマごとに算定）

- ペナルティ料金 I の算定は以下のとおりです。

$$\text{ペナルティ料金 I} = \Delta\text{kW料金} \times \text{未達率} \times \text{倍率}(1.5)$$

- ✓ $\Delta\text{kW料金} = \Delta\text{kW約定単価} \times \Delta\text{kW約定量} \times 1$
- ✓ $\text{未達率} \times 2 = (\Delta\text{kW約定量} \times 1 - \text{供出可能量}) \div \Delta\text{kW約定量} \times 1$

※1 複合商品に約定している場合は複合 ΔkW 約定量

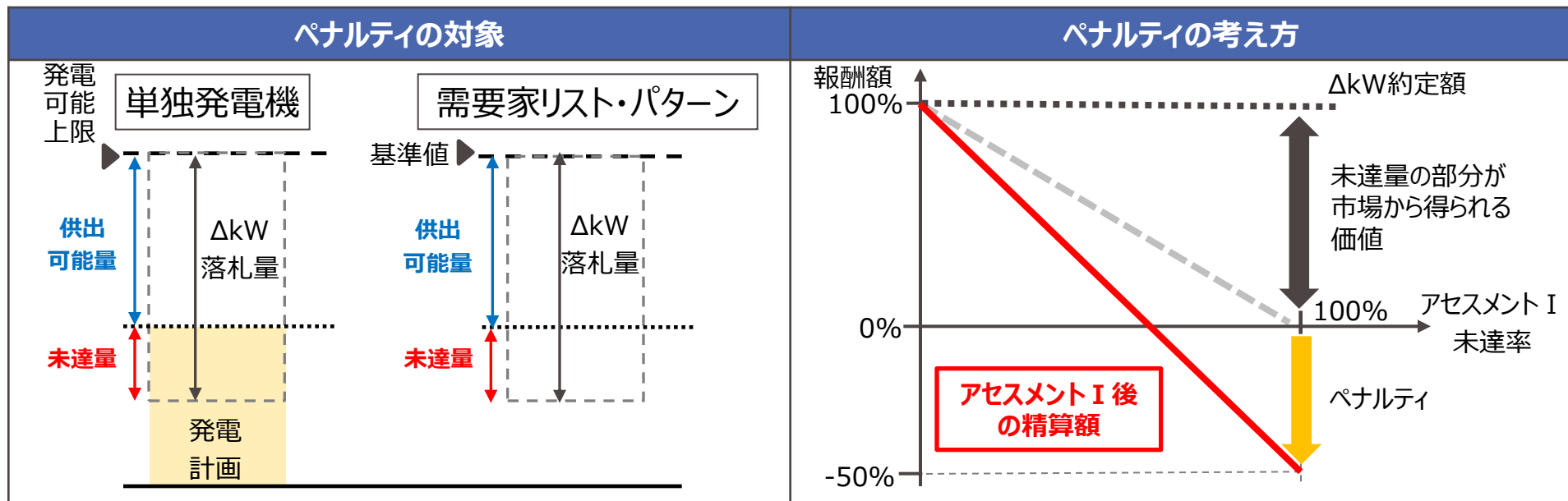
なお、上記 ΔkW 約定量は代替不可申請に応じた量を減じた値とする。 ※2未達率はゼロを下限とする。

- ✓ 供出可能量 = アセスメント I における供出可能量

- 代替不可申請を行った場合、代替不可申請におけるペナルティ料金は以下のとおりです。

$$\text{ペナルティ料金 I} = \Delta\text{kW約定単価} \times \text{代替不可申請量} \times \text{倍率}(1.5)$$

【イメージ（代替不可申請量が0の場合）】



（本スライド以降、 ΔkW 約定単価 $\times\Delta\text{kW}$ 約定量で求まる料金を、 ΔkW 料金と記載しています。）



【ペナルティ料金Ⅱ算定式】（30分コマごとに算定）

- ペナルティ料金Ⅱの算定は以下のとおりです。

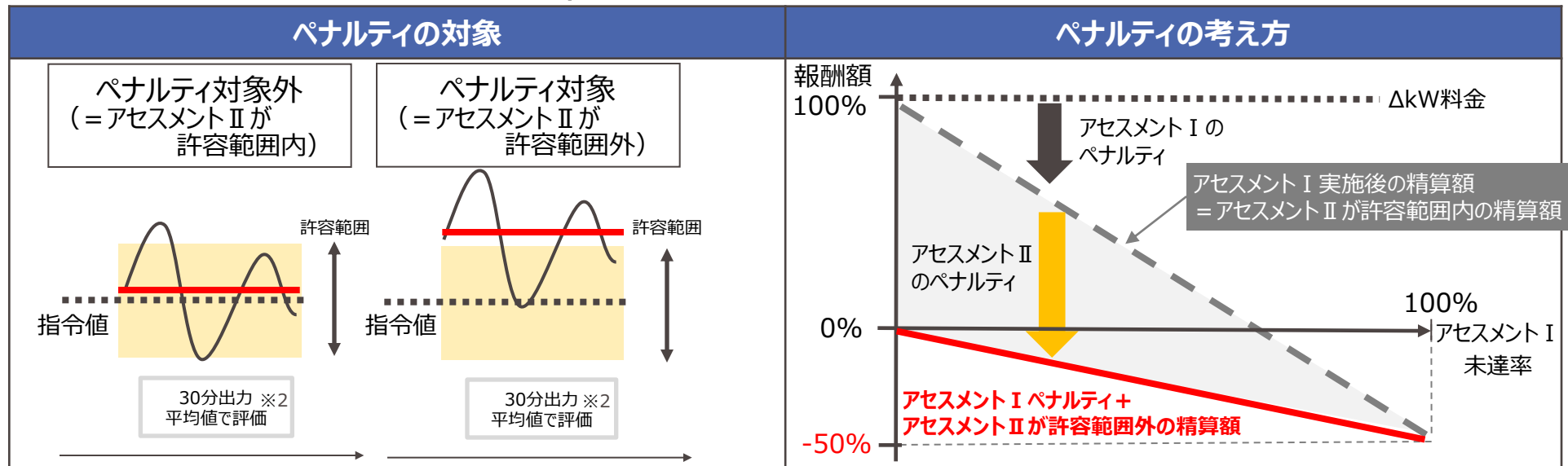
$$\text{ペナルティ料金Ⅱ} = \Delta\text{kW料金} \times \text{倍率}(1.0)$$

- ただし、アセスメントⅠで不適合（ペナルティ料金Ⅰ算定対象）の場合の算定は以下のとおりとします。

$$\begin{aligned} \text{ペナルティ料金Ⅱ} = & \Delta\text{kW料金} \times (\Delta\text{kW約定量}^{\ast 1} - \Delta\text{kW約定量}^{\ast 1} \\ & \times \text{ペナルティⅠ算定式における未達率}) \div \Delta\text{kW約定量}^{\ast 1} \times \text{倍率}(1.0) \end{aligned}$$

※1 複合商品に約定している場合は複合ΔkW約定量。なお、ΔkW約定量は代替不可申請に応じた量を減じた値とする。

【イメージ（代替不可申請量が0の場合）】



瞬時供出電力：— 供出電力量：— 指令値：..... 許容範囲：■

※2 三次調整力②の場合

- 取引会員および属地TSOの双方に予見性が無い系統起因による出力抑制等が行われた場合で、かつ、取引会員から様式24（系統起因によるペナルティ緩和申出書）による申し出を受け付けた場合には、以下のすべてが認められる場合に限り、ペナルティ料金Ⅰの算定時におけるペナルティ倍率を1.0倍とし、第41条（アセスメント要件不適合時の対応）第1項における処分および第41条（アセスメント要件不適合時の対応）第2項(1)における不適合回数の積算の対象外といたします。
 - ・取引会員が実需給日に対応する入札受付開始時点の段階で、系統起因による出力抑制等が属地TSOからリソースへ通知されていない場合
 - ・属地TSOが当該不適合の原因が系統起因による出力抑制等と判定した場合
- ※アセスメントは単独発電機および各リスト・パターン単位で行いますが、出力抑制量の通知については、事業者単位で実施しているため、属地TSOは対象発電機の出力抑制量を把握できません。そのため、発電者に抑制情報をご確認願います。
- なお、上記の系統起因による出力抑制等における扱いは、アセスメント不適合時および代替不可申請時に適用いたします。

【想定される事象とペナルティ倍率】

申出	想定事象		ペナルティ倍率		取引規程	提出様式
			ペナルティ料金Ⅰ	ペナルティ料金Ⅱ		
任意	系統起因による出力抑制等	過負荷保護リレーによる出力抑制	1.0倍	1.0倍	第40条	様式24
		給電指令による出力抑制				
		系統事故等による停電				
	想定外の事故	長時間ΔkWの供出が不可能となった場合	1.5倍	1.0倍	第41条	様式25
	システムトラブル					
	その他					



- アセスメントⅠ要件不適合が地内系統混雑に起因する場合、ペナルティ料金Ⅰの算定時におけるペナルティ倍率を1.0倍とし、第41条（アセスメント要件不適合時の対応）第1項における処分および第41条（アセスメント要件不適合時の対応）第4項の確認の対象外といたします。

※ 地内系統混雑は実需給の前日17時以降に可能な限り早い時間帯に電話およびメールを併用し属地TSOから通知を行い、取引会員は代替不可申請とするか電源差替を実施するか選択していただきます。

電源差替の場合、差替後の電源は平常時のアセスメントおよびペナルティの対象となります。

【想定される事象とペナルティ倍率】

申出	想定事象	ペナルティ倍率		取引規程	提出様式
		ペナルティ料金Ⅰ	ペナルティ料金Ⅱ		
不要	地内系統混雑に起因する出力抑制によりΔkWの供出が不可能となり、代替不可申請を実施した場合	1.0倍	1.0倍※	第40条	不要
	地内系統混雑に起因する出力抑制によりΔkWの供出が不可能となった際に、電源差替えした場合（差替後の電源）	1.5倍	1.0倍	第40条 （平常時のペナルティ）	不要

※ 地内系統混雑によりΔkWが抑制される場合、当該約定は代替不可申請として申請いただきますので、アセスメントⅡが実施されることはありません。



- アセスメントⅠおよびアセスメントⅡにおいて、取引対象の ΔkW に定める要件の不適合が判明した場合、市場運営者は、取引会員に対して是正勧告を実施することがあります。
- 取引会員は市場運営者から是正勧告を受けた場合、是正勧告の内容に対する改善を行う必要があります。改善が見られない場合、取引停止や取引会員を除名されることがあります。
- その不適合が想定外の事故やシステムトラブル等で長時間 ΔkW の供出が不可能となったことにより生じた場合で、様式25（アセスメント不適合時の事由および解消のために行った事項に関する申出書）により取引会員が不適合の事由および解消のために行った事項等を明らかにし、市場運営者が認めるときは、当該提供期間よりも後の提供期間については、処分の対象外とします。
- なお、是正勧告、取引停止・除名、様式29（是正勧告書）については、本取引所事務局にて通知いたします。

【アセスメントⅠ 要件不適合時】

- 市場運営者は、取引会員に対し、書面等をもって是正勧告を行うこと、および、経済産業省資源エネルギー庁、経済産業省電力・ガス取引監視等委員会および広域機関への報告(以下、「是正勧告等」といいます。)を行うことができます。
- 不適合が取引会員の故意または重過失により、是正勧告等によっても改善が見られない場合、市場運営者は、取引会員による新規の取引を停止や取引会員を除名することができます。
- 処分は、取引会員（事業者）単位で実施します。

【アセスメントⅡ要件不適合時】

- 市場運営者は、取引会員に対し、書面をもって是正勧告等を行うことができます。
- 同一商品に対する不適合回数（提供期間単位で積算）が、1暦月内で、同一の単独発電機または各リスト・パターンにおいて3回以上となった場合（一次調整力の場合は異常時におけるアセスメント不適合が1回以上となった場合）、当該単独発電機または当該リソースを含む各リスト・パターンを用いた当該商品の新規の取引を停止します。
- 取引停止となったリソースを用いた単独発電機または各リスト・パターンでの取引を再開させるには、性能確認および実働試験を再度実施していただき、商品要件を満たしていることが確認される必要があり、実働試験の実施に要する費用は取引会員にご負担いただきます。
- 処分は、単独発電機または各リスト・パターン単位で実施します。
- 不適合回数は、以下のとおり商品区分ごとに加算します。

No.	約 定 パ タ ー ン と 例	ア セ ス メ ン ト 方 法	不 適 合 加 算 の 考 え 方										
1	単 独 約 定 <table><tr><td>一 次</td><td>二 次 ①</td><td>二 次 ②</td><td>三 次 ①</td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td>1 0 0</td></tr></table> + <table><tr><td>三 次 ②</td></tr><tr><td></td></tr></table>	一 次	二 次 ①	二 次 ②	三 次 ①				1 0 0	三 次 ②		単 独 商 品 の ア セ ス メ ン ト Ⅱ	<u>単 独 商 品 に 加 算</u>
		一 次	二 次 ①	二 次 ②	三 次 ①								
			1 0 0										
三 次 ②													
		複 数 機 能 ア セ ス メ ン ト Ⅱ	<u>加 算 な し</u>										
2	単 独 約 定 + 三 次 ② <table><tr><td>一 次</td><td>二 次 ①</td><td>二 次 ②</td><td>三 次 ①</td></tr><tr><td></td><td>2 0</td><td></td><td></td></tr></table> + <table><tr><td>三 次 ②</td></tr><tr><td>1 0 0</td></tr></table>	一 次	二 次 ①	二 次 ②	三 次 ①		2 0			三 次 ②	1 0 0	三 次 ① or 二 次 ② + 三 次 ② ⇒ 高 速 商 品 の ア セ ス メ ン ト Ⅱ 二 次 ① or 一 次 + 三 次 ② ⇒ 複 数 機 能 ア セ ス メ ン ト Ⅱ	<u>単 独 商 品 に 加 算</u> <u>(高 速 商 品 側 に 加 算)</u>
		一 次	二 次 ①	二 次 ②	三 次 ①								
	2 0												
三 次 ②													
1 0 0													
		複 数 機 能 ア セ ス メ ン ト Ⅱ	<u>加 算 な し</u>										
3	複 合 約 定 (三 次 ①、二 次 ② の み で 約 定) <table><tr><td>一 次</td><td>二 次 ①</td><td>二 次 ②</td><td>三 次 ①</td></tr><tr><td></td><td></td><td>4 0</td><td>1 0 0</td></tr></table> + <table><tr><td>三 次 ②</td></tr><tr><td>1 0 0</td></tr></table>	一 次	二 次 ①	二 次 ②	三 次 ①			4 0	1 0 0	三 次 ②	1 0 0	高 速 商 品 の ア セ ス メ ン ト Ⅱ	<u>複 合 商 品 の 枠 組 み に 加 算</u>
		一 次	二 次 ①	二 次 ②	三 次 ①								
		4 0	1 0 0										
三 次 ②													
1 0 0													
		複 数 機 能 ア セ ス メ ン ト Ⅱ	<u>複 合 商 品 の 枠 組 み に 加 算</u>										
4	複 合 約 定 (上 記 以 外) <table><tr><td>一 次</td><td>二 次 ①</td><td>二 次 ②</td><td>三 次 ①</td></tr><tr><td>1 0</td><td>2 0</td><td>4 0</td><td>1 0 0</td></tr></table> + <table><tr><td>三 次 ②</td></tr><tr><td>1 0 0</td></tr></table>	一 次	二 次 ①	二 次 ②	三 次 ①	1 0	2 0	4 0	1 0 0	三 次 ②	1 0 0	複 数 機 能 ア セ ス メ ン ト Ⅱ	<u>複 合 商 品 の 枠 組 み に 加 算</u>
		一 次	二 次 ①	二 次 ②	三 次 ①								
1 0	2 0	4 0	1 0 0										
三 次 ②													
1 0 0													
		複 数 機 能 ア セ ス メ ン ト Ⅱ	<u>複 合 商 品 の 枠 組 み に 加 算</u>										

：余力活用に関する契約を締結している場合で、複数機能アセスメントⅡを実施した場合

：余力活用に関する契約を締結している場合で、複数機能アセスメントⅡを実施した場合

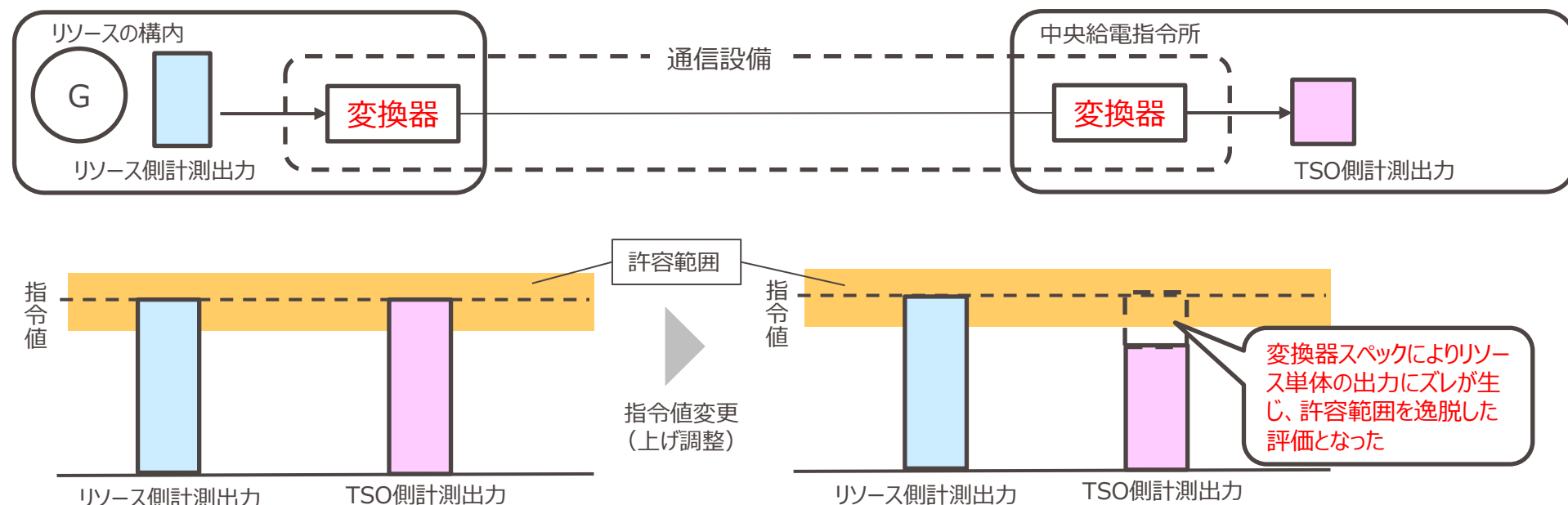
ただし、三次調整力②と二次調整力①が約定した場合は、一次調整力に相当する機能で余力活用に関する契約を締結している場合に限りです。

また、三次調整力②と一次調整力が約定した場合は、二次調整力①に相当する機能で余力活用に関する契約を締結している場合に限りです。



- 当面の間、アセスメントⅡにおいて、不適合が判明した場合に取引会員からの申し出等により、取引会員と属地TSOは協議を行い、アセスメントⅡの不適合が属地TSO起因であることを属地TSOが認めた場合は、アセスメントⅡの不適合が生じた30分コマをペナルティ料金Ⅱの対象外とし、第41条（アセスメント要件不適合時の対応）第2項(1)における不適合回数の積算の対象外とします。

(参考) TSO起因の例 変換器スペックに起因するアセスメント不適合（イメージ）



出所) 第36回需給調整市場検討小委員会 (2023.3.2) 資料3をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2022/files/jukyu_shiyo_36_03.pdf



- 余力活用に関する契約を締結しているリソースが、本市場にて約定し、同一提供期間に約定している商品区分相当の機能と異なる機能を提供することが余力活用に関する契約の内容となっている場合において、取引規程別冊（複合約定）第39条（アセスメント）に定めるアセスメントⅡにおける不適合が判明し、取引会員からの申し出等により、取引会員と属地TSOは協議を行い、約定した商品の要件を満たしていることが明らかであることを属地TSOが認めた場合は、アセスメントⅡの不適合が生じた30分コマをペナルティ料金Ⅱの対象外とし、第41条（アセスメント要件不適合時の対応）第2項(1)における不適合回数の積算の対象外とします。

【一次調整力（監視方法がオフラインの場合）の応動実績値に不正行為が確認された場合の措置】

- 一次調整力に約定した場合（複合約定対象商品に一次調整力を含む場合を含む）で、監視方法がオフラインのときに、取引規程別冊（一次調整力）第39条（アセスメント）(7)または取引規程別冊（複合約定）第39条（アセスメント）(7)にもとづく応動実績値の確認により不正行為が確認されたとき、市場運営者は、当該取引会員に対し、次の処分を行うことができます。

- (1) 取引会員の本市場における新規の取引を停止することができる。
- (2) 市場運営者が不正行為が悪質であると判断した場合は、取引会員を除名することができる。

【機器点参入している場合で応動実績値に不正行為が確認された場合の措置】

- 機器点参入している場合で、取引規程別冊（三次調整力②）第39条（アセスメント）(6)、取引規程別冊（三次調整力①）第39条（アセスメント）(7)、取引規程別冊（二次調整力②）第39条（アセスメント）(7)、取引規程別冊（二次調整力①）第39条（アセスメント）(8)、取引規程別冊（一次調整力）第39条（アセスメント）(9)および取引規程別冊（複合約定）第39条（アセスメント）(8)にもとづく応動実績値の確認により不正行為が確認されたとき、市場運営者は、当該取引会員に対し、次の処分を行うことができる。

- (1) 取引会員の本市場における新規の取引を停止することができる。
- (2) 市場運営者が不正行為が悪質であると判断した場合は、取引会員を除名することができる。

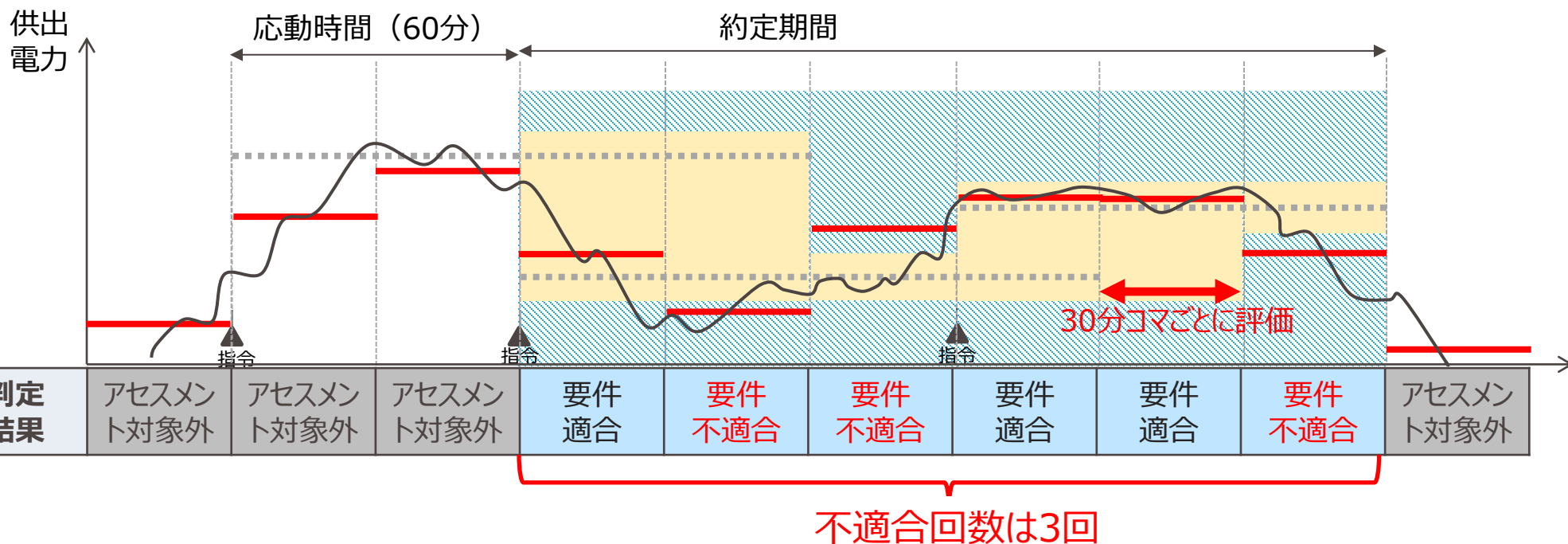
【アセスメント不適合時の取引会員への確認】

- アセスメントⅠまたはアセスメントⅡにおいて不適合が判明した場合、市場運営者は、不適合となった理由および代替不可申請を行わなかった理由について、取引会員へ確認します。
- 確認した結果、取引会員が故意または重過失により代替不可申請を行っていないと市場運営者が判断した場合、取引会員が第16条（禁止行為）（14）の行為を行ったものとします。

- 要件不適合回数は約定コマ単位（30分）で積算します。提供期間が連続して約定している場合も同様に、約定コマ単位（30分）で不適合回数を積算します。

【アセスメントⅡのイメージ】※三次②の場合

瞬時供出電力： — 供出電力（30分）： — 指令値：
許容範囲： ■ 提供期間： ■



約定期間内で複数回の要件不適合コマが発生した場合、当該コマを不適合回数として積算します。連続約定している場合でもコマ単位ごとにアセスメント不適合回数を積算します。

2 - 1 1. 持ち下げ・起動費の扱い

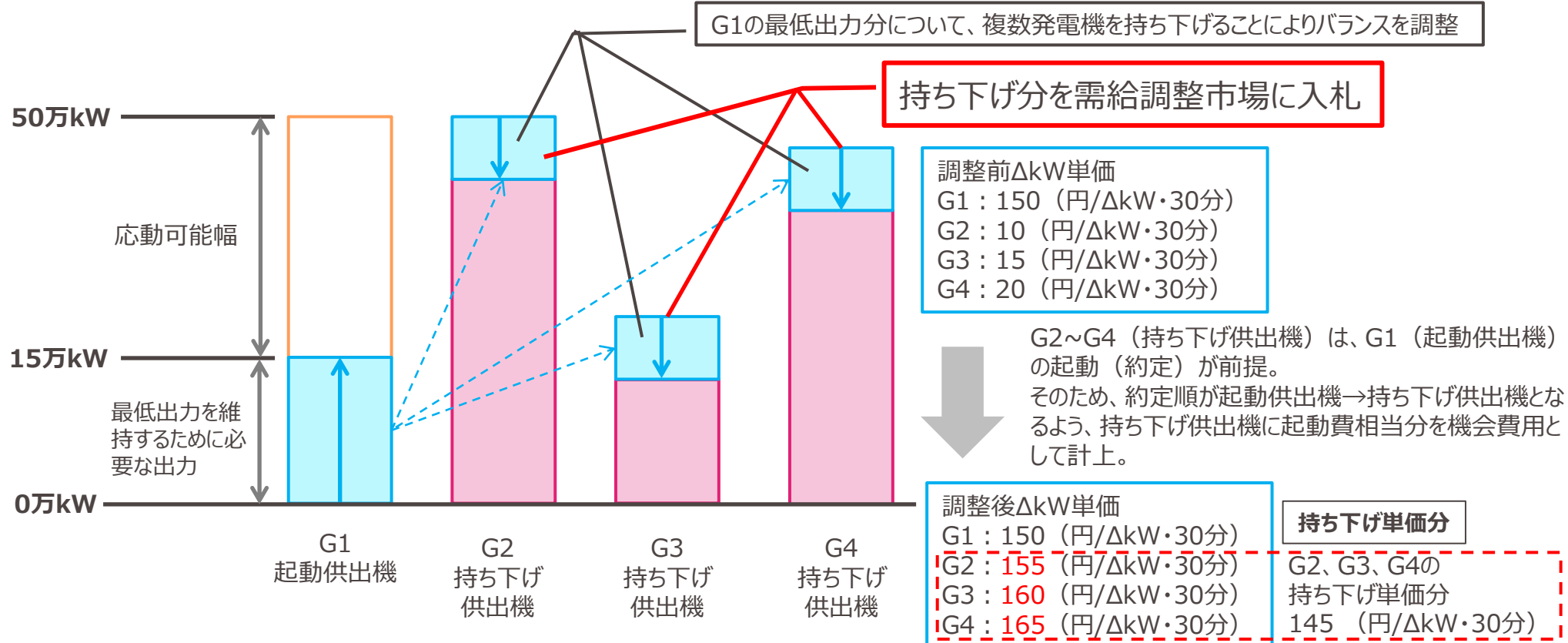
2-11. 持ち下げ・起動費の扱い

a. 持ち下げ・起動費の概要 (1/2)

652

- 起動供出機とは、入札時点で ΔkW を供出するために実需給において起動することを計画していた単独発電機または各リスト・パターン（発電リソースを用いる場合に限り）で、持ち下げ供出機とは、入札時点で起動供出機の最低出力を維持するために実需給において出力を下げることを計画していた単独発電機または各リスト・パターン（発電リソースを用いる場合に限り）ことをいいます。
- この持ち下げ供出機の ΔkW の入札単価のうち、持ち下げ供出機の入札単価を起動供出機の入札単価よりも高値とし、約定順位を起動供出機よりも劣後させることを目的として、関係規程類において望ましいとされる入札価格から算出される入札単価に加算した30分あたりの単価を持ち下げ単価分といいます。

<追加起動供出に伴う発電持ち下げ機の供出イメージ>

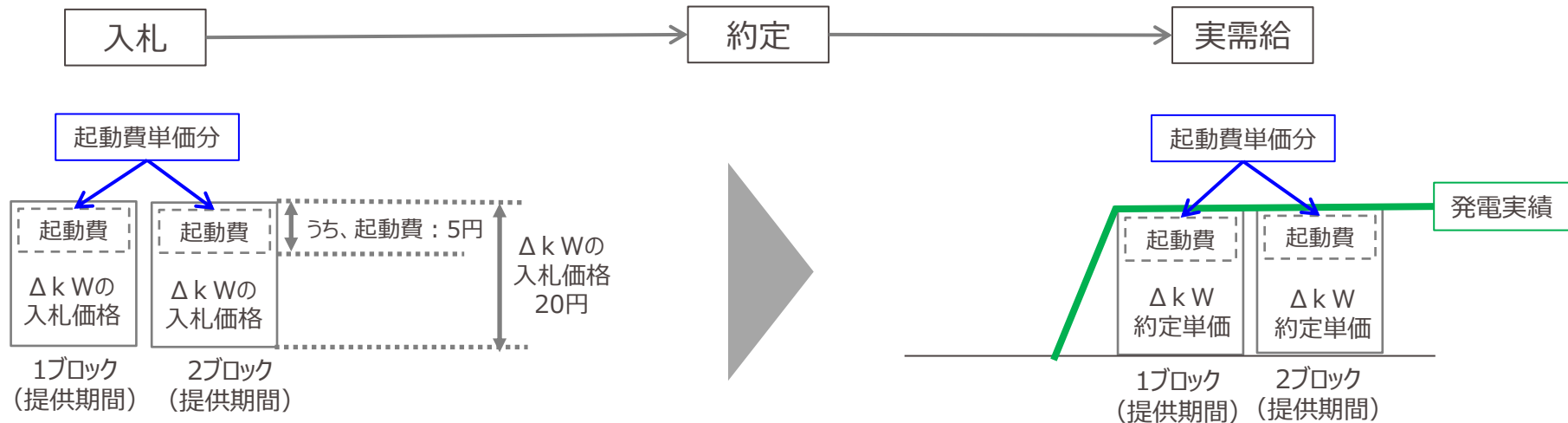


出所) 第78回制度設計専門会合 (2022.10.25) 資料3をもとに作成
https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_system/pdf/078_03_00.pdf



- 起動費単価分とは、提供期間の $\Delta k W$ の入札単価のうち、単独発電機または各リスト・パターン（発電リソースを用いる場合に限る）の当該提供期間に $\Delta k W$ を提供するために当該リソースの起動に係る費用の30分あたりの単価、または、約定した単独発電機または各リスト・パターン（発電リソースを用いる場合に限る）を差替えたことに伴い $\Delta k W$ 約定単価を変更した場合の当該変更後の $\Delta k W$ 約定単価のうち、当該提供期間に $\Delta k W$ を提供するために当該リソースの起動に係る費用の30分あたりの単価をいいます。
- なお、当該リソースの起動に係る費用とは、需給調整市場システムに登録するV 3単価（当該リソースごとの、1回あたりの起動費）に該当する費用をいいます。

<起動費単価分のイメージ>



<提供期間とは> 取引規程第13条第1項(1)イ 抜粋

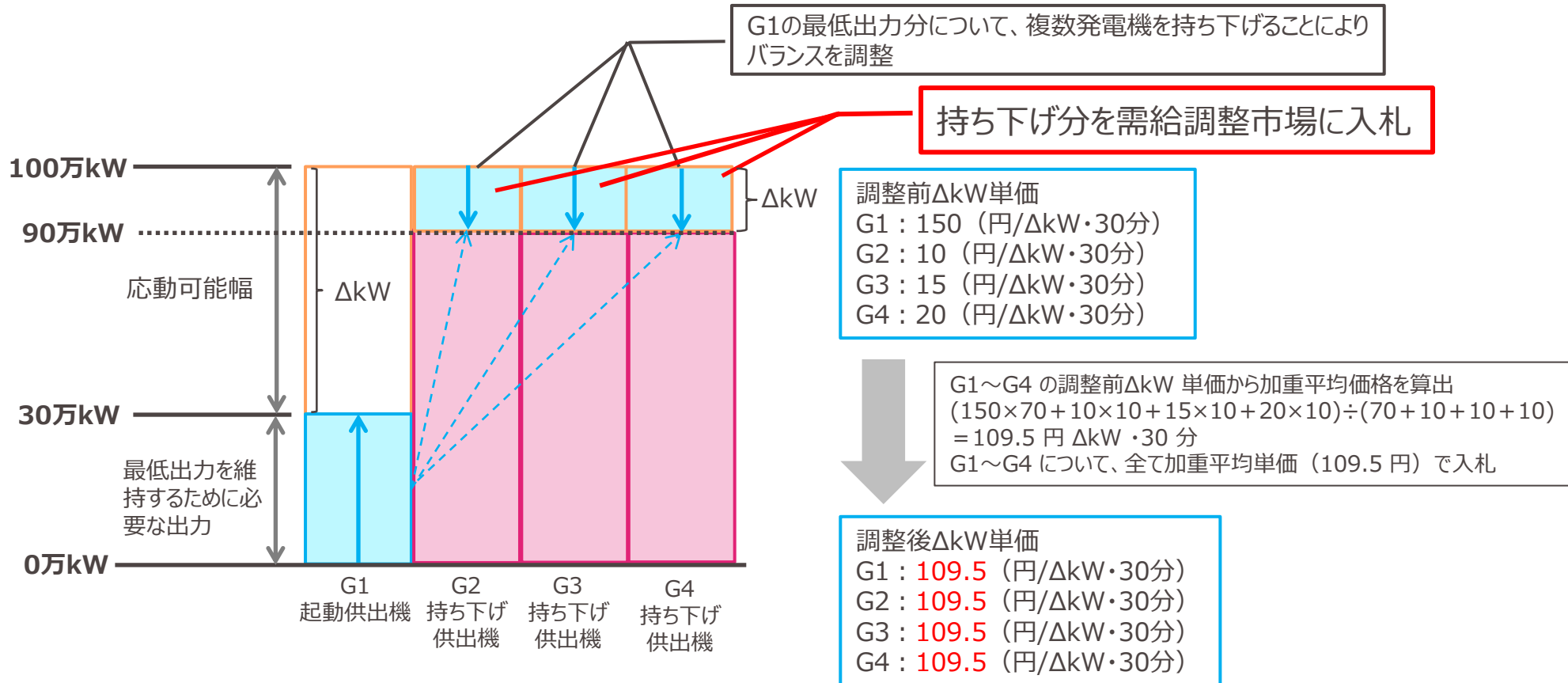
約定した商品ブロックごとの時間帯（以下、「提供期間」という）において、リソースを、本市場で約定した $\Delta k W$ （以下、「 $\Delta k W$ 約定量」という）が供出可能な状態に維持すること。



● 持ち下げ単価分の返還

需給調整市場に持ち下げ供出機を供出し、約定した場合、持ち下げ供出機のコストを反映した $\Delta k W$ 単価になるよう、持ち下げ単価分を返還していただきます。

ただし、起動供出機および持ち下げ供出機における関係規程類において望ましいとされる入札価格を加重平均し、持ち下げ供出機の入札価格を当該加重平均した価格で入札する場合は除きます。



2-11. 持ち下げ・起動費の扱い

b. 持ち下げ・起動費の返還 (2/2)

655

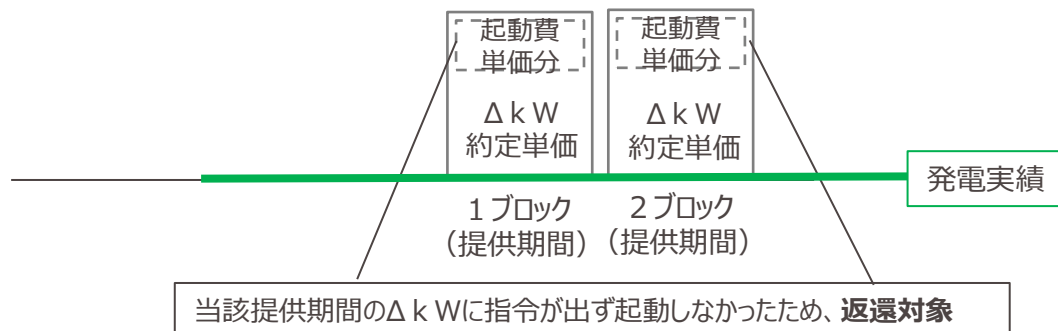
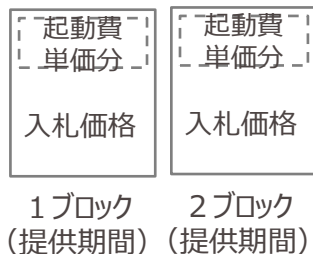
● 起動費単価分の返還

$\Delta k W$ 単価に起動費単価分を含む単独発電機または各リスト・パターン（発電リソースを用いる場合に限る）で約定した場合（約定した単独発電機または各リスト・パターン（発電リソースを用いる場合に限る）を差替えたことに伴い起動費単価分を含む $\Delta k W$ 約定単価に変更した場合を含む）において、原則、提供期間に $\Delta k W$ を供出するために起動しなかった場合は起動費単価分を返還していただきます。

ただし、余力活用に関する契約を締結している場合に、属地TSOから起動指令が行われたときは、余力の運用規程にもとづき、起動費を精算します。

<起動費単価分を返還するイメージ>

$\Delta k W$ 約定単価に起動費を含む場合は、
入札時に起動単価分をMMSへ入力する



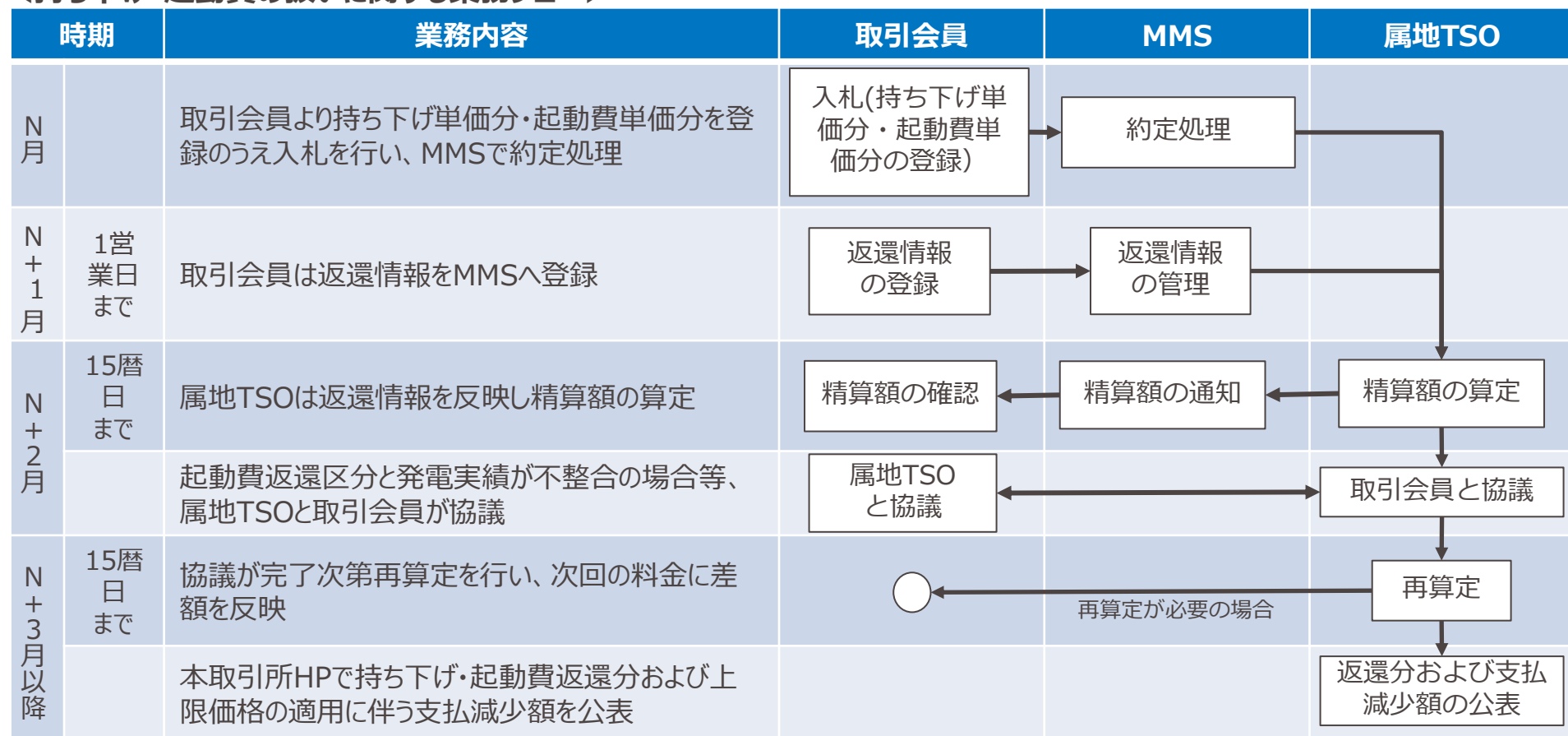
2-11. 持ち下げ・起動費の扱い

C・持ち下げ・起動費の 返還業務フロー

656

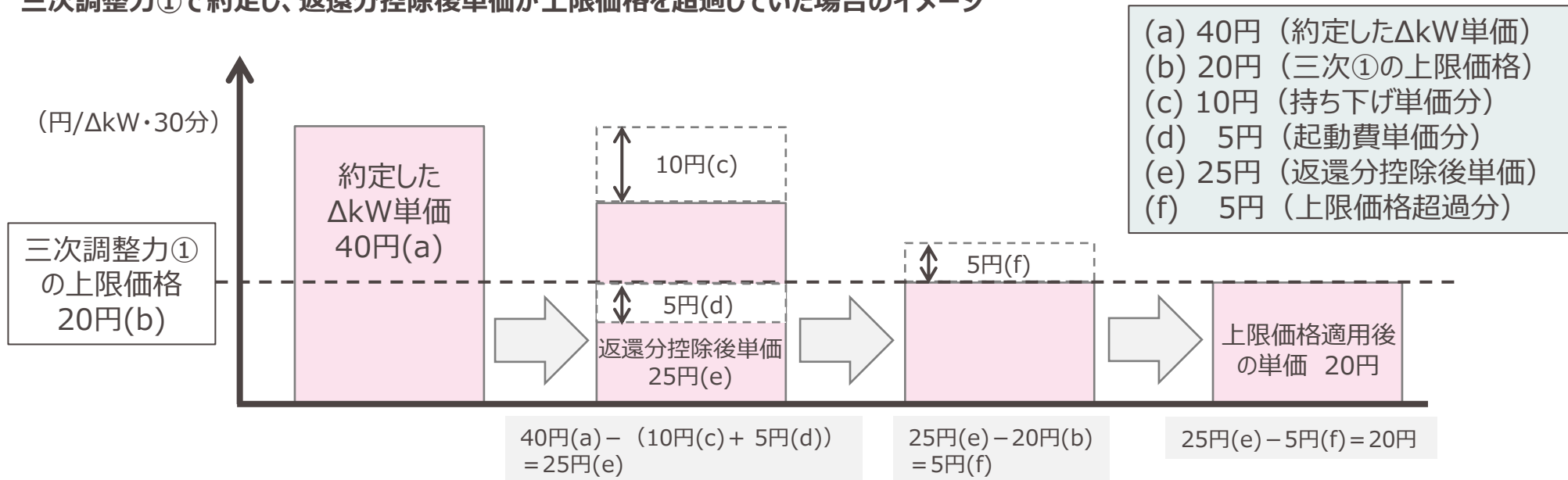
- 持ち下げ単価分の返還および起動費単価分の返還の業務フローは以下のとおりとなります。
- ΔkW入札単価に持ち下げ単価分および起動費単価分を含んで入札する場合、入札時にMMSへ持ち下げ単価分および起動単価分を登録してください（約定した単独発電機または各リスト・パターン（発電リソースを用いる場合に限る）を差替える場合も同様）。
- 持ち下げ単価分および起動費単価分の返還の必要がある約定ブロックについては、提供期間が属する月の翌月の第1営業日までにMMSに返還情報を登録してください。

<持ち下げ・起動費の扱いに関する業務フロー>



- 返還情報が登録された提供期間においては、持ち下げ単価分および起動費単価分を属地TSOへ返還していただきます。
- 返還する持ち下げ単価分および起動費単価分を除いた $\Delta k W$ 約定単価を返還分控除後単価といい、以下に定める提供期間の $\Delta k W$ 約定単価に返還分控除後単価を用いることにより、持ち下げ単価分および起動費単価分を属地TSOへ返還するものとします。
 - (1) 各取引規程別冊 第39条（アセスメント）におけるアセスメント I に用いる $\Delta k W$ 約定単価
 - (2) 第40条（ペナルティ）に用いる $\Delta k W$ 約定単価
 - (3) 第46条（決済の対象）(1)に用いる $\Delta k W$ 約定単価
- ただし、複合市場商品に約定した場合に返還分控除後単価が上限価格を超えるときは、提供期間の $\Delta k W$ 約定単価は上限価格を用いるものとします。なお、複合商品に入札した場合、取引規程別冊（複合約定）第33条（約定の通知）第1項にもとづく約定結果の通知が単一商品の場合においても、提供期間の $\Delta k W$ 約定単価は複合商品における上限価格を用いるものとします。

三次調整力①で約定し、返還分控除後単価が上限価格を超過していた場合のイメージ



- 本取引所のHPで、属地TSOと精算した持ち下げ・起動費返還分および上限価格の適用に伴う支払減少額を公表します。

本取引所がHPで公表するイメージ

持ち下げ供出・起動費精算に伴う返還額等の公表について
(2025年4月分)2025年●月●日
一般社団法人電力需給調整力取引所

2025年4月分の持ち下げ供出・起動費精算等に伴う取引会員からの一般送配電事業者への返還額および一般送配電事業者から取引会員への支払額の合計金額が確定しましたので、お知らせいたします。

一般送配電事業者への返還額および一般送配電事業者からの支払額の合計金額：XXX,XXX,XXX 円

【商品ごとの内訳】※1、2、3、4、5

(単位：円)

実需給月	項目		週間市場商品 ^{※6}					前日市場商品 ^{※6}
			複合商品	一次調整力	二次調整力①	二次調整力②	三次調整力①	三次調整力②
2025年 4月	(a)	持ち下げ供出・起動費 精算等に伴う一般送配 電事業者への返還額	XX,XXX,XXX	XX,XXX,XXX	XX,XXX,XXX	XX,XXX,XXX	XX,XXX,XXX	XX,XXX,XXX
	(b)	上限価格の適用に伴う 一般送配電事業者から の支払減少額	XX,XXX,XXX	XX,XXX,XXX	XX,XXX,XXX	XX,XXX,XXX	XX,XXX,XXX	XX,XXX,XXX
	(c)	経済差替事後精算に伴 う一般送配電事業者か らの支払減少額	XX,XXX,XXX	XX,XXX,XXX	XX,XXX,XXX	XX,XXX,XXX	XX,XXX,XXX	XX,XXX,XXX
実需給月	項目		週間市場商品 ^{※7}					前日市場商品 ^{※7}
2025年 4月	(d)	起動費等事後精算 ^{※8} に 伴う一般送配電事業者 からの支払額						▲XX,XXX,XXX
			週間市場商品合計金額		前日市場商品合計金額		合計金額 ^{※9}	
			XXX,XXX,XXX		XXX,XXX,XXX		XXX,XXX,XXX	



2 - 1 2 . 精算

- 提供期間の各30分コマにおいて、以下の場合を除き、各リソースは属地TSOの託送供給等約款における“調整電源”または“調整負荷”として扱います。

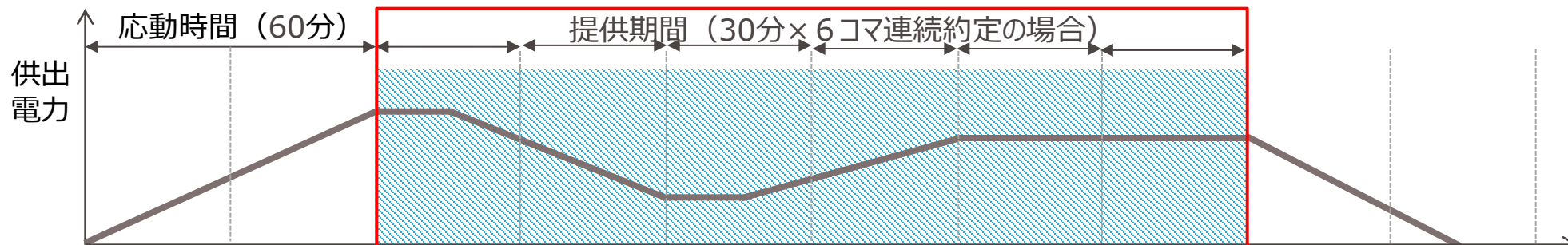
【調整電源または調整負荷として扱わないケース】

- 供出可能量がゼロ以下の場合（ただし、余力活用に関する契約を締結し下げ余力がある場合において余力の運用規程第8条(調整力)第1項(1)から(9)に該当しない場合を除く）
- 単独発電機および各リスト・パターンにおける故障・トラブル等により調整ができない場合
- 属地TSOが調整できないと判断した場合
- 一次調整力のみで約定した場合（ただし、余力活用に関する契約を締結している場合において余力の運用規程第8条(調整力)第1項(1)から(9)に該当しない場合を除く）



【調整電力量算定対象期間イメージ（例：三次調整力②の場合）】

瞬時供出電力：— 提供期間：▨



時刻	11:00	11:30	12:00	12:30	13:00	13:30	14:00	14:30	15:00	15:30
発電 リソース	非調整 電源	非調整 電源	調整 電源	調整 電源	調整 電源	調整 電源	調整 電源	調整 電源	非調整 電源	非調整 電源
需要 リソース	供給 負荷	供給 負荷	調整 負荷	調整 負荷	調整 負荷	調整 負荷	調整 負荷	調整 負荷	供給 負荷	供給 負荷

14:00コマから設備トラブル等により

供出可能量ゼロ

発電 リソース	非調整 電源	非調整 電源	調整 電源	調整 電源	調整 電源	調整 電源	非調整 電源	非調整 電源	非調整 電源	非調整 電源
需要 リソース	供給 負荷	供給 負荷	調整 負荷	調整 負荷	調整 負荷	調整 負荷	供給 負荷	供給 負荷	供給 負荷	供給 負荷

※ 約定の有無にかかわらず、広域機関へ発電計画を提出する際には一律“調整電源”として提出をお願いいたします。インバランスの対象・対象外の仕分けはTSOにて行います。

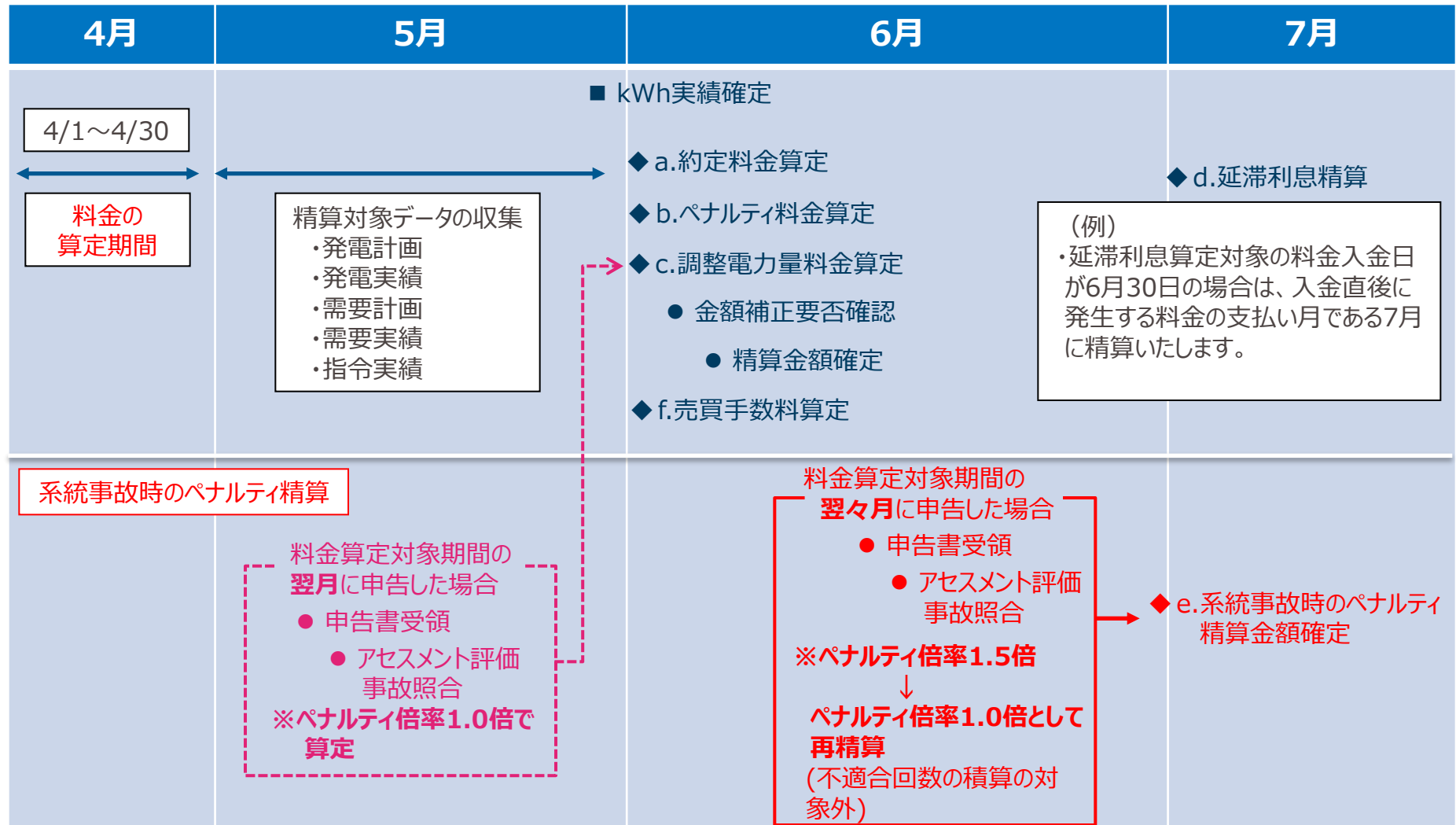


取引規程 第10章 第43条

- 取引会員と属地TSOとの精算頻度および精算時期は、下表のとおりとします。
- 例えば、料金の算定期間が「4月1日～30日」に対する精算対象（a,b,c,f）の料金等の授受は、翌々月となる6月となり、6月15日までに様式26-1、26-2（精算額通知書）、様式27-1～27-8（料金内訳書）、様式28-1～28-3（取引内訳書）およびバックデータにて取引会員に通知します。
- 上記精算額に対する請求書は通知日の翌日から起算して6日以内に相手方に送付していただきます。
- 延滞利息は、支払期日までに支払われなかった場合に発生いたします。その精算時期は、延滞利息の算定対象となる料金が支払われた直後に発生する料金と合わせて精算いたします。
- 売買手数料については、「2-13. 売買手数料」をご参照ください。
- なお、料金の支払いに用いる取引会員および属地TSOの振込先の口座情報等の参照先と確定時期については、属地TSOにご確認願います。
- 調整電力量料金については、一次調整力単独での約定の場合、精算対象外となります。
- 属地TSOは、取引会員に対し有する債権および売買手数料に係る市場運営者の債権と、自己が取引会員に対して負う債務について、弁済期の先後を問わずいつでも相殺処理することができます（取引会員が脱退した場合も同様とする）。

精算対象	精算頻度	精算時期
a. 約定料金（ΔkW）	1回／月	翌々月
b. ペナルティ料金	1回／月	翌々月
c. 調整電力量料金（kWh）	1回／月	翌々月
d. 延滞利息	1回／月	延滞利息算定対象料金入金直後に発生する料金の支払い月
e. 系統事故時のペナルティ精算	1回／月	申告の翌月
f. 売買手数料	1回／月	翌々月

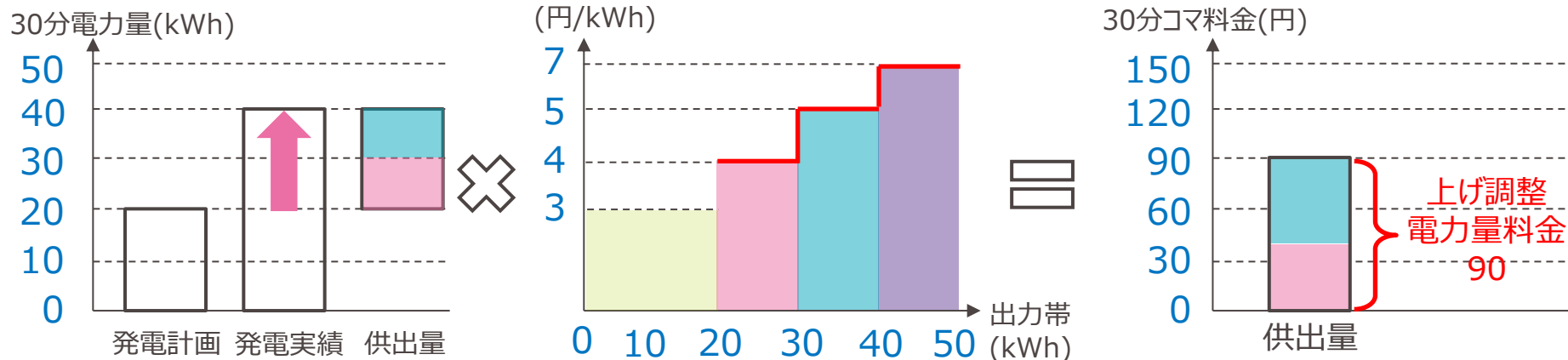
- 精算スケジュールのフローについては下表のとおりとします。



- 取引会員は以下について需給調整市場システムに登録します。ただし、余力活用に関する契約を締結していないまたは余力活用に関する契約において上げ余力のみを提供する契約を締結しているリソースに対する下げ調整電力量料金を算定する場合は、V1単価を適用します。なお、一次調整力の商品のみの場合は、需給調整市場システムへの調整電力量料金に適用する単価登録は不要です。
 1. V1単価：上げ調整電力量料金に適用する単価
 2. V2単価：下げ調整電力量料金に適用する単価
- 取引会員が事業税相当額に収入割相当額を含む場合、V1単価はあらかじめ需給調整市場システムに登録した収入割に相当する率から算出される収入割相当額分を含めない単価を需給調整市場システムへ登録してください。
- 毎週火曜日の14時までに、当該週の土曜日から翌週の金曜日までの単価を登録してください。
(3週間前の同曜日から登録可能)
- 当該期限までに単価登録が行われなかった場合は、事前に登録した初期登録単価が調整電力量料金の算定に適用されます。
- 単価を変更する場合は、各30分コマの実需給の開始時刻の1時間前までに行ってください。
- 単独発電機の場合は、運転パターンごとに最大10パターンに区分し、かつ、出力帯ごとに最大20通りに区分したV1単価およびV2単価を登録します。また、出力帯は最下限値ゼロkWhから登録します。(最下限値がゼロkWh以外の場合は、最下限値をゼロkWhとみなして、調整電力量料金の算定を行います。) なお、最低出力を2分の1した値から最大出力までの間において、常に上位の出力帯の単価が下位の出力帯の単価を上回るように登録します。(出力帯が最低出力を2分の1した値未満の場合はこの限りではありません。)
- 各リスト・パターンの場合は、供出電力帯ごとに、最大20通りに区分したV1単価およびV2単価を登録します。また、供出電力帯は最下限値マイナス9,999,999 kWhからゼロkWhを含んで登録します。なお、常に上位の供出電力帯の単価が下位の供出電力帯の単価を上回るように登録します。

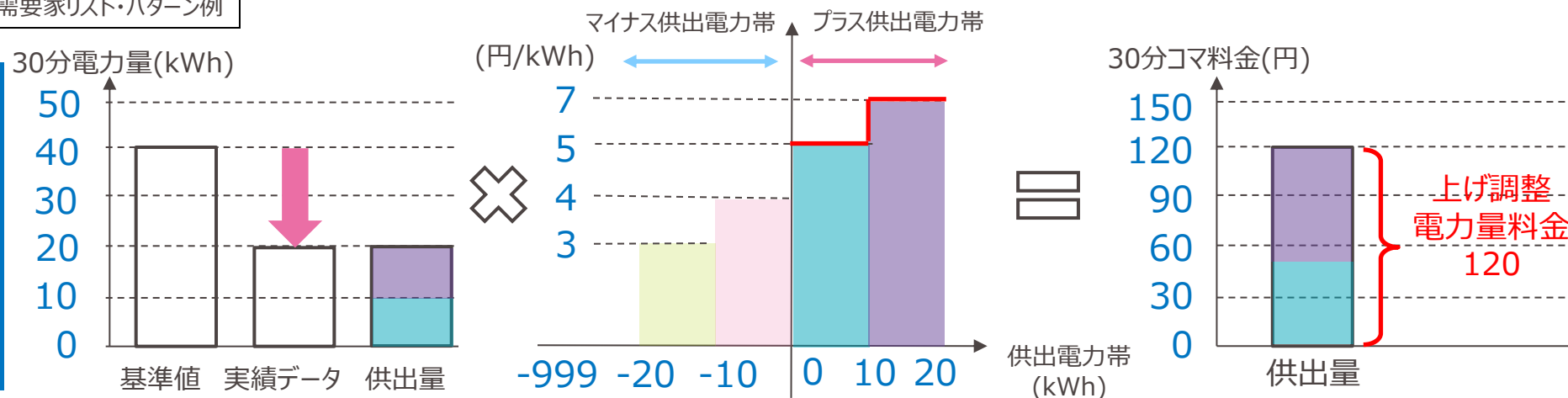
- 単独発電機の場合は、V1単価、V2単価は出力帯域に対する単価を登録していただきます。
- 各リスト・パターンの場合は、V1単価、V2単価は出力帯域に対する単価ではなく、供出電力帯に対する単価を登録していただきます。

単独発電機の場合



下図は需要家リスト・パターン例

各リスト・パターンの場合



- 各料金（約定料金、ペナルティ料金、上げ・下げ調整電力量料金）は、30分コマごとに計算します。

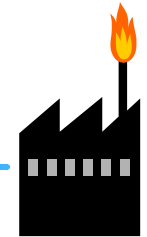
各料金	30分コマごとに計算
約定料金	ΔkW 約定単価 $\times$ ΔkW 約定量 (複合商品の場合は、複合 ΔkW 約定量)
ペナルティ料金	ペナルティ料金Ⅰ + ペナルティ料金Ⅱ
上げ調整電力量料金 (TSO⇒取引会員へ支払い)	区分ごとの、V1単価 $\times$ 上げ調整電力量の合計
下げ調整電力量料金 (取引会員⇒TSOへ支払い)	区分ごとの、V2単価 $\times$ 下げ調整電力量の合計

00:00~00:30(01コマ)

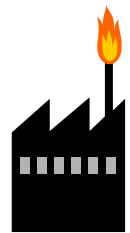
00:30~01:00(02コマ)

01:00~01:30(03コマ)

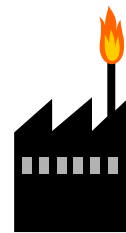
⋮

取引会員 A
リソース1

- 30分コマごとに計算した各料金は、料金算定期間に亘って、リソース（単独発電機または各リスト・パターン）ごとに合算後、取引会員ごとに全リソース分の各料金を合算（端数切捨て）します。
- なお、余力活用に関する契約を締結している場合、当該余力活用に関する契約における料金と合わせて料金算定を行います。

取引会員 A
リソース1

4月1日01コマ
約定料金
ペナルティ料金
上げ調整電力量料金 (TSO⇒取引会員へ支払い)
下げ調整電力量料金 (取引会員⇒TSOへ支払い)
各料金ごとに合算
4月30日48コマ
約定料金
ペナルティ料金
上げ調整電力量料金 (TSO⇒取引会員へ支払い)
下げ調整電力量料金 (取引会員⇒TSOへ支払い)

取引会員 A
リソース2

4月1日01コマ
約定料金
ペナルティ料金
上げ調整電力量料金 (TSO⇒取引会員へ支払い)
下げ調整電力量料金 (取引会員⇒TSOへ支払い)
各料金ごとに合算
4月30日48コマ
約定料金
ペナルティ料金
上げ調整電力量料金 (TSO⇒取引会員へ支払い)
下げ調整電力量料金 (取引会員⇒TSOへ支払い)



他リソース分

取引会員 A
全リソース分

4月1日~30日分
約定料金
ペナルティ料金
上げ調整電力量料金 (TSO⇒取引会員へ支払い)
下げ調整電力量料金 (取引会員⇒TSOへ支払い)
(各料金で端数切捨て)

次スライドへ



取引規程 第10章 第46条~第51条

- 各料金ごとに、収入割相当額または事業税相当額を計算し、それぞれ端数切捨てのうえ合算します。

【取引会員 A 全リソース分】

4月1日～30日分	+	収入割相当額（または事業税相当額）	=	各料金の合計
①約定料金		⑤=①×収入割に相当する率÷(1－収入割に相当する率)		⑨=①＋⑤
②ペナルティ料金		⑥=②×事業税率÷(1－事業税率)		⑩=②＋⑥
③上げ調整電力量料金（TSO⇒取引会員へ支払い）		⑦=③×収入割に相当する率÷(1－収入割に相当する率)		⑪=③＋⑦
④下げ調整電力量料金（取引会員⇒TSOへ支払い）		⑧=④×事業税率÷(1－事業税率)		⑫=④＋⑧

※ 収入割相当額(または事業税相当額)等の事業税の取扱いについては、669スライドの『d.事業税の取扱い』に詳細を記載。

- 各料金項目をインボイス制度にもとづく請求書発行区分ごとに合算し、消費税等相当額を計算したうえで合算します。

仕入明細書		適格請求書	消費税等相当額	請求書発行区分ごとの料金合計 (消費税等相当額を含む)
適格請求書相当 (TSO⇒取引会員へ支払い)	適格返還請求書相当 (取引会員⇒TSOへ支払い)	売上 (取引会員⇒TSOへ支払い)		
⑨約定料金	⑩ペナルティ料金	⑫下げ調整電力量料金 (取引会員⇒TSOへ支払い)	⑬= (⑨ + ⑩) × 消費税率	⑯= ⑨ + ⑩ + ⑬
⑪上げ調整電力量料金 (TSO⇒取引会員へ支払い)	—		⑭= ⑩ × 消費税率	⑰= ⑩ + ⑭
			⑮= ⑫ × 消費税率	⑱= ⑫ + ⑮

※ インボイス制度の詳細については、国税庁のHPをご確認いただきますようお願いいたします。
https://www.nta.go.jp/taxes/shiraberu/zeimokubetsu/shohi/keigenzeiritsu/invoice_about.htm

次スライドへ



- 売買手数料は30分コマごとに計算し、料金算定期間に亘って、全リソース分の合算後（端数切捨て）、消費税相当額（端数切捨て）を加えた金額になります。

取引コマ	30分コマごとに計算
04/0100:00～00:30（01コマ）	（売買手数料単価）×ΔkW約定量※
⋮	
取引コマ	30分コマごとに計算
04/3023:30～00:00（48コマ）	（売買手数料単価）×ΔkW約定量※

全リソース分
の合算



消費税等相当額
全リソース分の合算
×消費税率



売買手数料

B

※ 複合商品の場合は、複合ΔkW約定量

- 精算額は、各料金の合計から売買手数料を減算した金額になります。

A（①⑥－①⑦－①⑧）



B



精算額

※ 精算すべき債権債務が発生した場合は、取引規程で定められた料金に併せて精算します。



- 取引会員が事業税相当額に収入割相当額を含む事業者であった場合、属地TSOは国に収める事業税を控除することができます。
一方で、取引会員が事業税相当額に収入割相当額を含まない事業者であった場合、属地TSOは国に収める事業税を控除することができません。
- よって、TSOの事業税から控除できるのは、事業税相当額に収入割相当額を含む事業者を支払った金額のため、事業税相当額に収入割相当額を含む事業者については、入札時および調整単価登録時に自社の収入割に相当する率にもとづき収入割相当額を控除していただき、精算時には収入割相当額を考慮してお支払いいたします。
- 売買手数料については、売買手数料の単価に事業税相当額を含んでおります。

精算対象	需給調整市場		調整電力量	
	約定料金	ペナルティ料金	TSO⇒取引会員 へ支払い	取引会員⇒TSO へ支払い
事業税相当額に 収入割相当額を <u>含まない</u> 取引会員	考慮しない	事業税考慮 (属地TSOの 事業税率)	考慮しない	事業税考慮 (属地TSOの 事業税率)
事業税相当額に 収入割相当額を <u>含む</u> 取引会員	事業税考慮 (取引会員の収入割 に相当する率)		事業税考慮 (取引会員の収入割 に相当する率)	



精算対象

算定式

約定料金（ΔkW料金）

〔TSOから取引会員へ支払い〕

$$\Delta\text{kW料金(税抜)}[\text{円}] = \Delta\text{kW約定単価}[\text{円/kW}] \times \Delta\text{kW約定量}^*[\text{kW}]$$

①ペナルティ料金Ⅰ

（アセスメントⅠ）

余力
不足分

$$\text{ペナルティ料金Ⅰ (税抜)}[\text{円}] = \Delta\text{kW料金} \times \text{未達率} \times \text{倍率}(1.5)$$

$$\text{未達率} = (\Delta\text{kW約定量}^* - \text{供出可能量}) \div \Delta\text{kW約定量}^*$$

※なお、上記ΔkW約定量は代替不可申請に応じた量を減じた値

代替不可
申請分

$$\text{代替不可申請分によるペナルティ料金Ⅰ (税抜)}[\text{円}]$$

$$= \Delta\text{kW約定単価}[\text{円/kW}] \times \text{代替不可申請量} [\text{kW}] \times \text{倍率}(1.5)$$

②ペナルティ料金Ⅱ

（アセスメントⅡ）

応動
不履行分

【アセスメントⅠにおいて適合となっている場合】

$$\text{ペナルティ料金Ⅱ} = \Delta\text{kW料金} \times \text{倍率}(1.0)$$

【アセスメントⅠにおいて不適合となっている場合】

$$\text{ペナルティ料金Ⅱ} = \Delta\text{kW料金} \times (\Delta\text{kW約定量}^* - \Delta\text{kW約定量}^*$$

$$\times \text{ペナルティ料金Ⅰ 算定式における未達率})$$

$$\div \Delta\text{kW約定量}^* \times \text{倍率}(1.0)$$

※ なお、上記ΔkW約定量は代替不可申請に応じた量を減じた値

ペナルティ料金

〔取引会員から
TSOへ支払い〕

※ ΔkW約定量について、複合商品の場合は、複合ΔkW約定量にて算定します。



精算対象

算定式

【調整電力量料金】 精算額

- 上げ調整電力量料金はTSOから取引会員へ支払い
- 下げ調整電力量料金は取引会員からTSOへ支払い

【単独発電機の場合】
kWh料金(税抜)[円]
= $V1^{\ast 1} \times (\text{発電実績量[kWh]} - \text{発電計画量[kWh]})$
【各リスト・パターンの場合】
 $\text{kWh料金(税抜)[円]} = V1^{\ast 1} \times \text{調整電力量[kWh]}$

※1 余力活用に関する契約において下げ余力のみを契約し、アセスメントⅠにおける未達率が1となる場合はV2単価

売買手数料

〔取引会員からTSOへ支払い〕

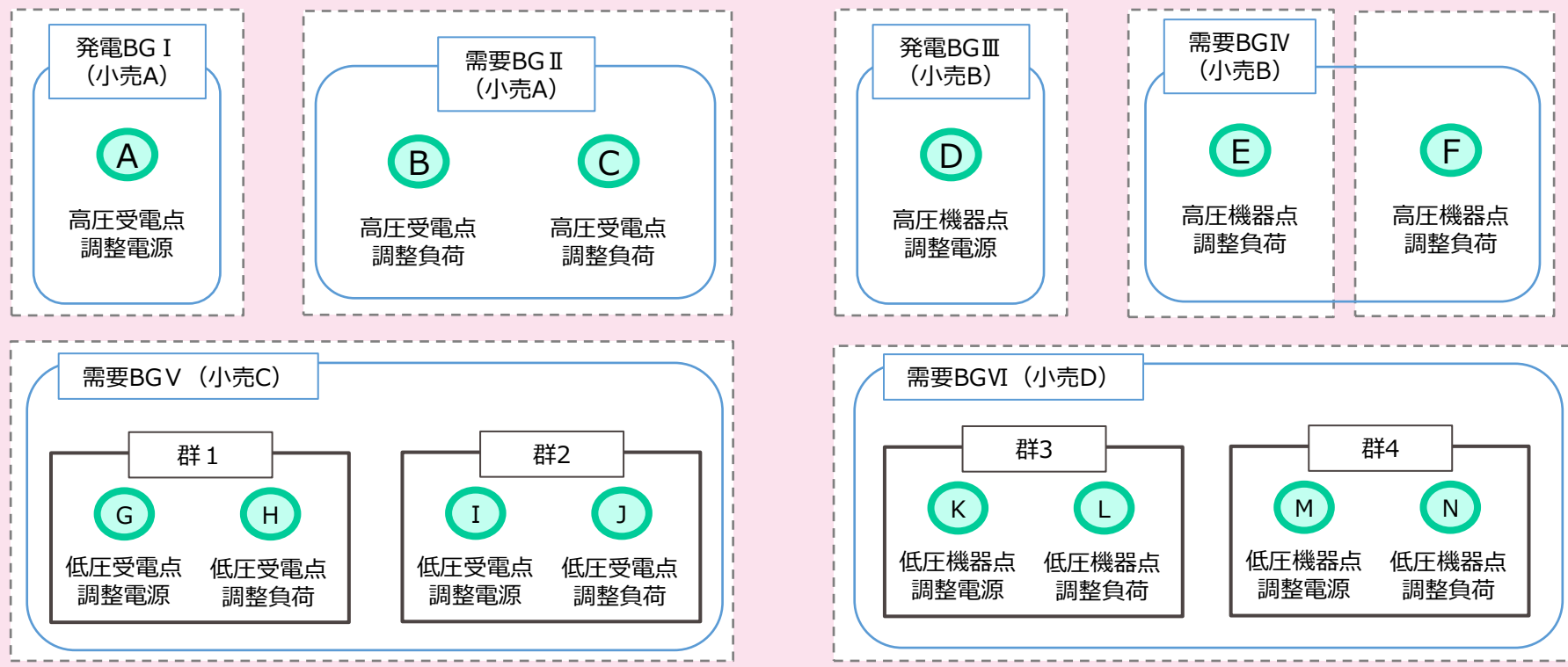
$\text{売買手数料(税抜)[円]} = (\text{売買手数料単価[円/}\Delta\text{kW}\cdot 30\text{分]}) \times \Delta\text{kW約定量[kW]}^{\ast 2}$

※2 ΔkW約定量について、複合商品の場合は、複合ΔkW約定量にて算定します。

- 各リストパターンにより供出された調整電力量を算定する場合、各リソースのごとに以下のイメージのとおり調整力を算定し、その値を当該リスト・パターンごとに合計した値といたします。

リスト・パターン

調整力を供出するリソース：  BG：
調整力算定単位： 群：



各リソースごとの調整力算定については
次スライド以降

受電点の電圧	調整力 供出点	算定式
高圧及び特別高圧	受電点	【リソースごとに調整力を算定】 ○発電リソースの場合 ・調整力=発電実績-発電計画 ○需要リソースの場合 ・調整力=高圧受電点基準値-需要実績/(1-約款損失率)-需要抑制計画
	機器点	【リソースごとに調整力を算定】 ＜仕訳点における発電・需要リソースの調整力算出※1＞…① ○機器点が発電リソースの場合 ・調整力(発電リソース)=(発電実績(機器点の逆潮流)-高圧機器点発電基準値(調整電力量用・機器端))×(1-Tr2ロス率) ○機器点が需要リソースの場合 ・調整力(需要リソース)=(高圧機器点基準値(調整電力量用・機器端)-需要実績(機器点の順潮流))/(1-Tr2ロス率) ※1 1地点で複数の機器点が存在する場合、リソース種別ごとに各機器点の調整力を合算のうえ調整力の総量を算定する。 ＜仕訳点で調整力の仕分け＞…② ○受電点の発電実績あり・需要実績なしの場合 ・調整力(発電・仕訳点)=MIN(発電実績(受電点の逆潮流)/(1-Tr1ロス率), 調整力(発電リソース)+調整力(需要リソース)) ・調整力(需要・仕訳点)=調整力(発電リソース)+調整力(需要リソース)-調整力(発電・仕訳点) ○受電点の発電実績なし・需要実績ありの場合※2 ・調整力(需要・仕訳点)=MAX(-需要実績(受電点の順潮流)×(1-Tr1ロス率), 調整力(発電リソース)+調整力(需要リソース)) ・調整力(発電・仕訳点)=調整力(発電リソース)+調整力(需要リソース)-調整力(需要・仕訳点) ○受電点の発電・需要双方に実績がある場合、または受電点にて発電・需要双方に実績がない場合※2 ・調整力(発電・仕訳点)=調整力(発電・発電リソース・仕訳点)+調整力(発電・需要リソース・仕訳点) ・調整力(需要・仕訳点)=調整力(需要・発電リソース・仕訳点)+調整力(需要・需要リソース・仕訳点) 【発電リソース】 ・調整力(発電・発電リソース・仕訳点)=MIN(発電実績(受電点の逆潮流)/(1-Tr1ロス率), 調整力(発電リソース)) ・調整力(需要・発電リソース・仕訳点)=調整力(発電リソース)-調整力(発電・発電リソース・仕訳点) 【需要リソース】 ・調整力(需要・需要リソース・仕訳点)=MAX(-需要実績(受電点の順潮流)×(1-Tr1ロス率), 調整力(需要リソース)) ・調整力(発電・需要リソース・仕訳点)=調整力(需要リソース)-調整力(需要・需要リソース・仕訳点) ※2 発電量調整供給契約無しの場合における算定式は以下のとおり。 ・調整力(需要・仕訳点)=調整力(発電リソース)+調整力(需要リソース) ・調整力(発電・仕訳点)=0 ＜調整電力量を送端に変換＞…③ ・調整力(発電)=Round(調整力(発電・仕訳点)×(1-Tr1ロス率), 0) ・調整力(需要)=Round(調整力(需要・仕訳点)/(1-Tr1ロス率)/(1-約款損失率), 0) ＜発電・需要の調整力を合算し地点単位の調整力を算定※3＞…④ ・調整力(総量)=調整力(発電)+調整力(需要) ※3 1地点に複数の取引会員が機器点で需給調整市場へ参入した場合においては、受電点における調整力の総量を仕訳点における調整力の比率で各取引会員ごとに按分する。

受電点の電圧	調整力 供出点	算定式
低圧	受電点	【小売電気事業者ごとに調整力を算定】 - 調整力 = 調整力(発電) + 調整力(需要) <発電リソースの調整力> - 調整力(発電) = Σ発電実績 - 発電計画合計 <需要リソースの調整力> - 調整力(需要) = 低圧受電点基準値 - Σ需要実績 / (1 - 約款損失率) - Σ需要抑制計画
	機器点	【小売電気事業者ごとに調整力を算定】 - 調整力 = 調整力(発電) + Σ調整力(需要) <発電リソースの調整力> - 調整力(発電) = Σ発電実績^{※1} - 低圧機器点発電基準値 ※1 発電量調整供給契約有りおよび受電点の計量器に逆潮流がある場合：発電実績 = 計量値(機器点の逆潮流) その他の場合：発電実績 = 計量値(機器点の逆潮流) / (1 - 約款損失率) <需要リソースの調整力> - 調整力(需要) = 低圧機器点基準値 - Σ需要実績^{※2} ※2 発電量調整供給契約有りおよび受電点の計量器に逆潮流がある場合：需要実績 = 計量値(機器点の順潮流) その他の場合：需要実績 = 計量値(機器点の順潮流) / (1 - 約款損失率)

2-12. 精算 e. 受電点高圧以上・機器点リソースの調整力算定 (受電点の発電実績あり・需要実績なしの場合)

675

<仕訳点における発電・需要リソースの調整力算出>…①

- 調整力(発電リソース) = (発電実績(機器点の逆潮流) - 高圧機器点発電基準値(調整電力量用・機器端)) × (1 - Tr2ロス率)
- 調整力(需要リソース) = (高圧機器点基準値(調整電力量用・機器端) - 需要実績(機器点の順潮流)) / (1 - Tr2ロス率)

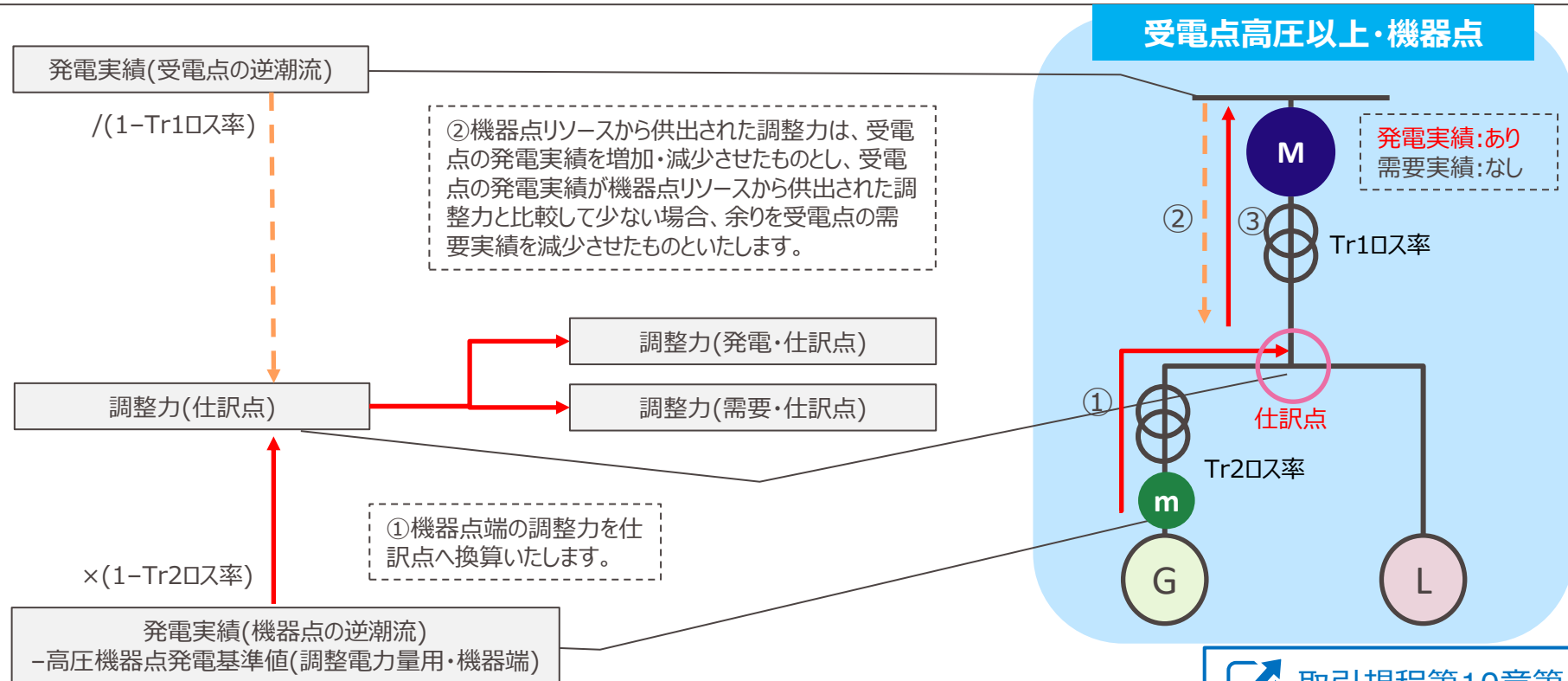
<仕訳点で調整力の仕分け>…②

○受電点の発電実績あり・需要実績なしの場合

- 調整力(発電・仕訳点) = MIN(発電実績(受電点の逆潮流) / (1 - Tr1ロス率), 調整力(発電リソース) + 調整力(需要リソース))
- 調整力(需要・仕訳点) = 調整力(発電リソース) + 調整力(需要リソース) - 調整力(発電・仕訳点)

<調整力を送端に変換>…③

- 調整力(発電) = Round(調整力(発電・仕訳点) × (1 - Tr1ロス率), 0)
- 調整力(需要) = Round(調整力(需要・仕訳点) / (1 - Tr1ロス率) / (1 - 約款損失率), 0)



2-12. 精算 e. 受電点高圧以上・機器点リソースの調整力算定 (受電点の発電実績なし・需要実績ありの場合)

676

<仕訳点における発電・需要リソースの調整力算出>…①

- 調整力(発電リソース) = (発電実績(機器点の逆潮流) - 高圧機器点発電基準値(調整電力量用・機器端)) × (1 - Tr2ロス率)
- 調整力(需要リソース) = (高圧機器点基準値(調整電力量用・機器端) - 需要実績(機器点の順潮流)) / (1 - Tr2ロス率)

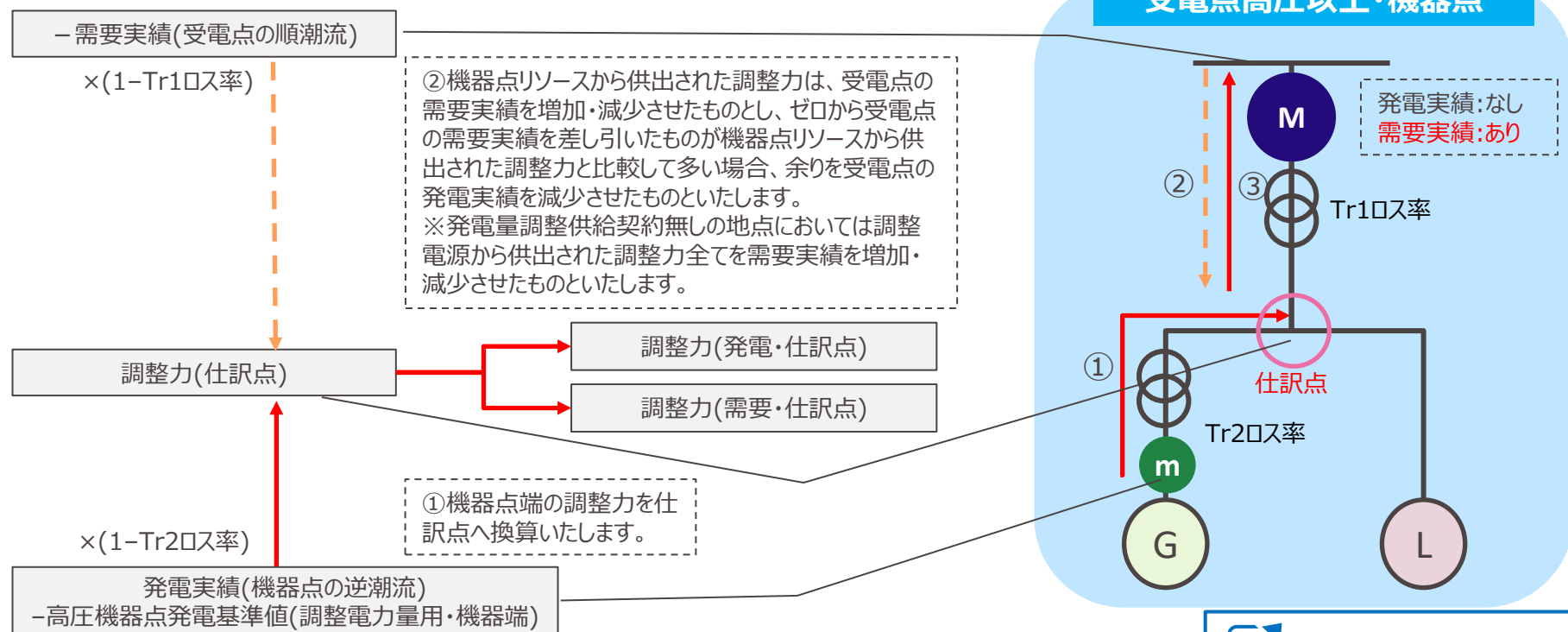
<仕訳点で調整力の仕分け>…②

○受電点の発電実績なし・需要実績ありの場合

- 調整力(需要・仕訳点) = MAX(-需要実績(受電点の順潮流) × (1 - Tr1ロス率), 調整力(発電リソース) + 調整力(需要リソース))
- 調整力(発電・仕訳点) = 調整力(発電リソース) + 調整力(需要リソース) - 調整力(需要・仕訳点)

<調整力を送端に変換>…③

- 調整力(発電) = Round(調整力(発電・仕訳点) × (1 - Tr1ロス率), 0)
- 調整力(需要) = Round(調整力(需要・仕訳点) / (1 - Tr1ロス率) / (1 - 約款損失率), 0)



2-12. 精算 e.

- ## <仕訳点で調整力の仕分け>…②

$$\cdot \text{調整力(発電・仕訳点)} = \text{調整力(発電・発電リソース・仕訳点)} + \text{調整力(発電・需要リソース・仕訳点)}$$
$$\cdot \text{調整力(需要・仕訳点)} = \text{調整力(需要・発電リソース・仕訳点)} + \text{調整力(需要・需要リソース・仕訳点)}$$

【発電リソース】

・調整力(発電・発電リソース・仕訳点)=MIN(発電実績(受電点の逆潮流)/(1-Tr1ロス率),調整力(発電リソース))

$$\bullet \text{調整力(需要・発電リソース・仕訳点)} = \text{調整力(発電リソース)} - \text{調整力(発電・発電リソース・仕訳点)}$$

【需要リソース】

・調整力(需要・需要リソース・仕訳点)=MAX(-需要実績(受電点の順潮流)×(1-Tr1ロス率), 調整力 (需要リソース))

$$\cdot \text{調整力(発電・需要リソース・仕訳点)} = \text{調整力(需要リソース)} - \text{調整力(需要・需要リソース・仕訳点)}$$


2-12. 精算 e. 受電点高压以上・機器点リソースの調整力算定 (複数機器点)

678

- 受電点高压及び特別高压で、1地点に複数の取引会員が機器点で需給調整市場へ参入した場合においては、受電点における調整力の総量を仕訳点における調整力の比率で各取引会員ごとに按分（発生する端数は四捨五入）いたします。同一地点で最も若い機器点特定番号の取引会員は、当該地点における調整力の総量から、当該地点のその他の取引会員の受電点における調整力を差し引いて算定いたします。

<仕訳点の調整力算出>…①

○機器点が発電機の場合

・調整力(m1・仕訳点) = (発電実績(m1の逆潮流) - 高压機器点発電基準値(調整電力量用・機器端)) × (1-Tr2ロス率)

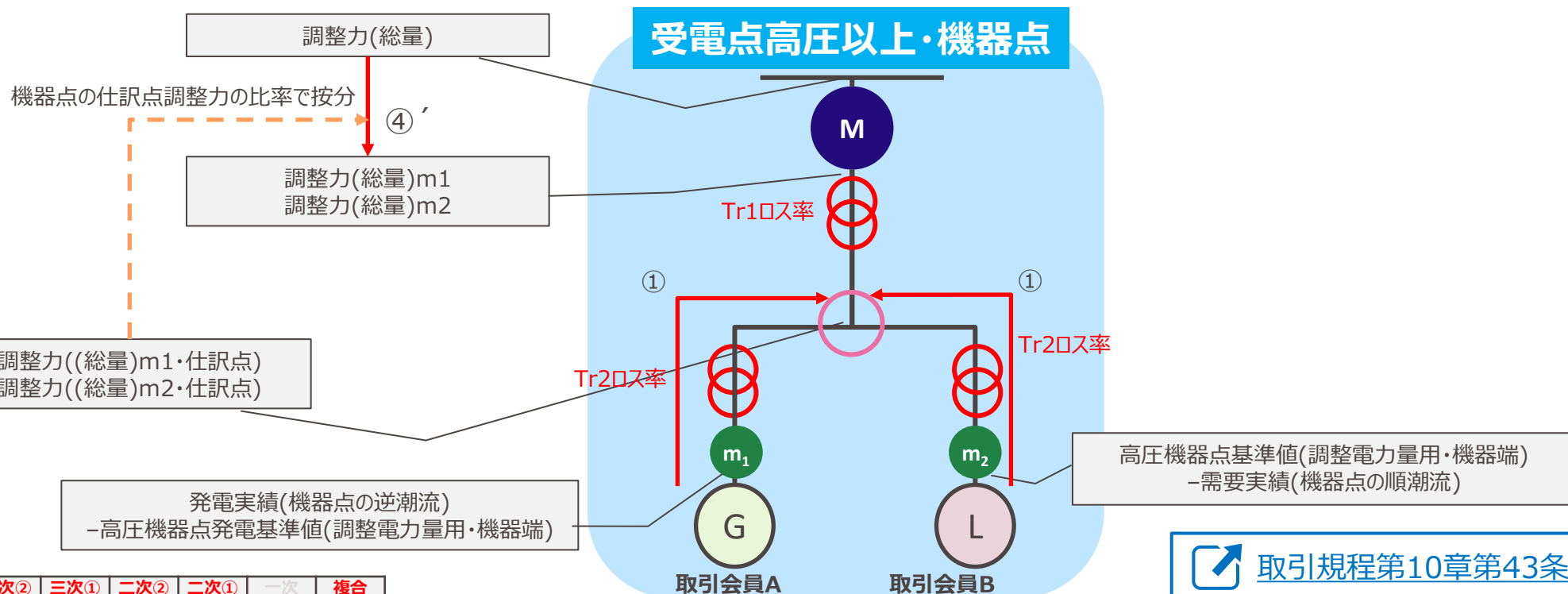
○機器点が負荷の場合

・調整力(m2・仕訳点) = (高压機器点基準値(調整電力量用・機器端) - 需要実績(m2の順潮流)) / (1-Tr2ロス率)

<調整力をm1とm2で比率按分>…④'

・調整力(総量)m1 = Round(調整力(総量) / (調整力(m1・仕訳点) + 調整力(m2・仕訳点)) × 調整力(m1・仕訳点), 0)

・調整力(総量)m2 = Round(調整力(総量) / (調整力(m1・仕訳点) + 調整力(m2・仕訳点)) × 調整力(m2・仕訳点), 0)



- 低圧受電点で需給調整市場に参入した場合においては、リソースが属する小売電気事業者かつ発電BGごとに実績を積み上げたうえ、調整力を算定いたします。

【所属小売電気事業者コード単位に調整力を合算】

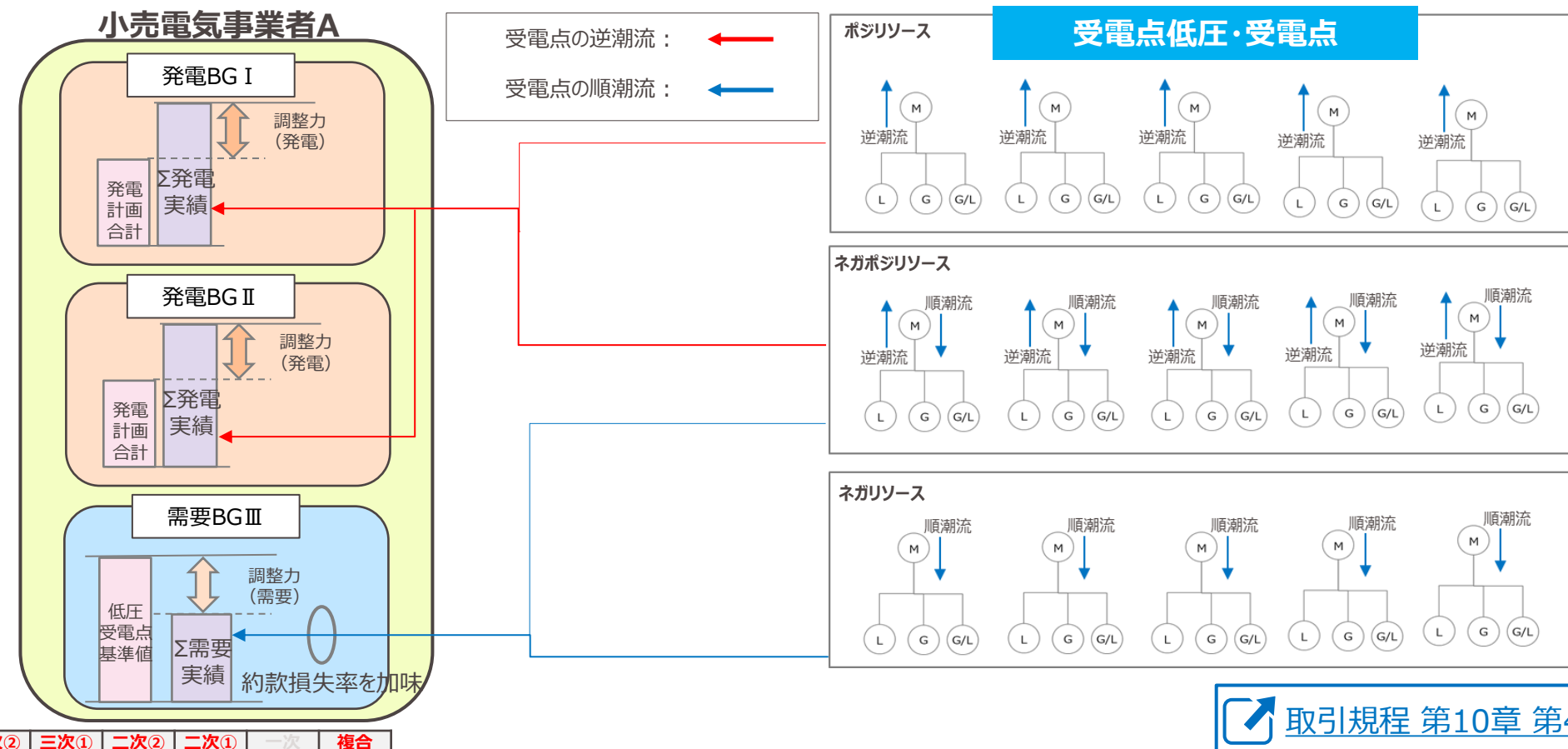
・調整力 = 調整力(発電) + 調整力(需要)

<発電リソースの調整力>

・調整力(発電) = Σ 発電実績 - 発電計画合計

<需要リソースの調整力>

・調整力(需要) = 低圧受電点基準値 - Σ 需要実績 / (1 - 約款損失率) - Σ 需要抑制計画



- 低圧機器点で需給調整市場に参入した場合においては、リソースが属する小売電気事業者ごとかつ発電 B Gごとに実績を積み上げたうえ、調整力を算定いたします。

【所属小売電気事業者コード単位に調整力を合算】

・調整力 = 調整力(発電) + 調整力(需要)

<発電リソースの調整力>

・調整力(発電) = Σ 発電実績 $\times 1$ - 低圧機器点発電基準値

※1 発電量調整供給契約有り及び受電点の計量器に逆潮流がある場合：発電実績 = 計量値(機器点の逆潮流)

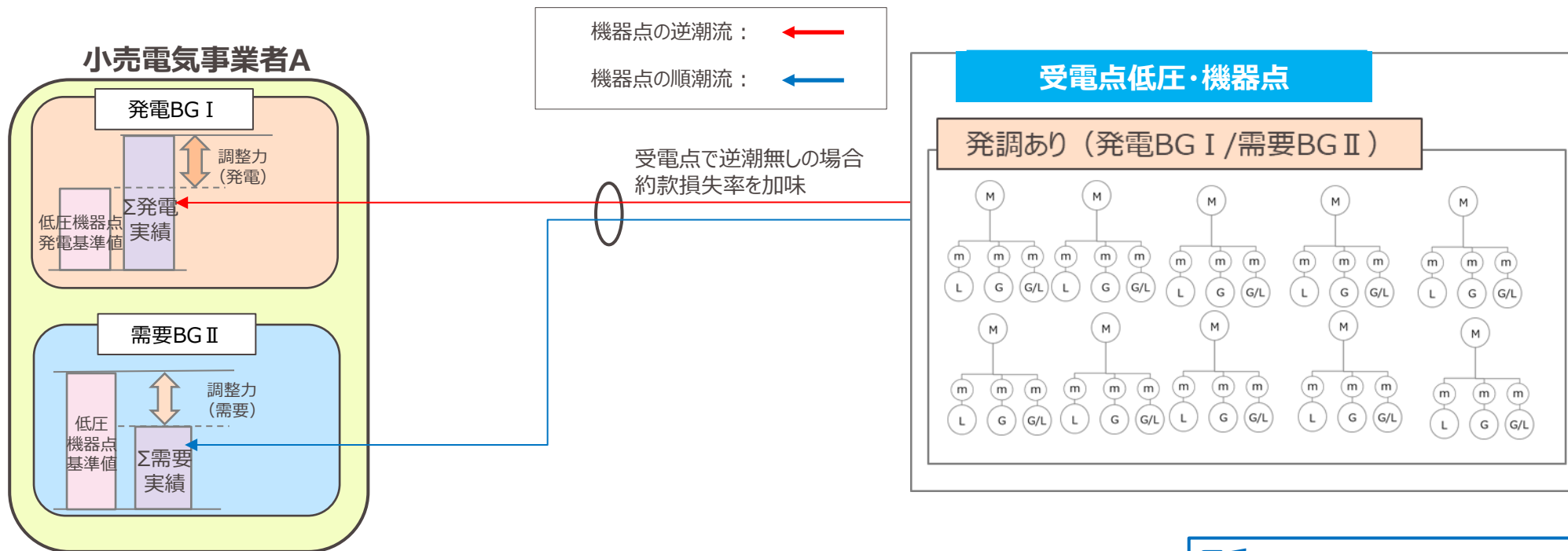
その他の場合：発電実績 = 計量値(機器点の逆潮流) / (1 - 約款損失率)

<需要リソースの調整力>

・調整力(需要) = 低圧機器点基準値 - Σ 需要実績 $\times 2$

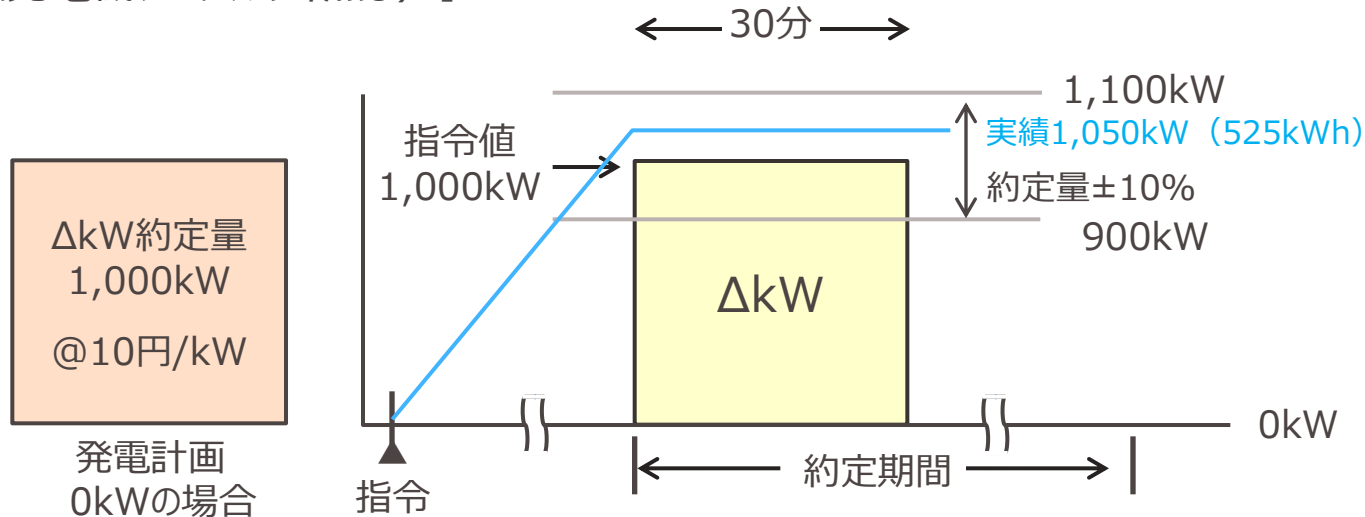
※2 発電量調整供給契約有り及び受電点の計量器に逆潮流がある場合：需要実績 = 計量値(機器点の順潮流)

その他の場合：需要実績 = 計量値(機器点の順潮流) / (1 - 約款損失率)



【例（単独発電機、ペナルティ無し）】

※ 下図は三次調整力②の場合を例示

実際の調整電力量
525kWhの精算イメージ

125kWh V1=10円/kWh
200kWh V1=9円/kWh
200kWh V1=8円/kWh

ΔkW約定量に応じて、
売買手数料が課されます

精算対象		算定式（税抜）
約定料金（ΔkW料金）		10円/kW×1,000kW = 10,000円
ペナルティ料金	①ペナルティ料金Ⅰ	0円
	②ペナルティ料金Ⅱ	0円
〔調整電力量料金(kWh)〕 精算額		8円/kWh×(525kWh－0kWh) = 4,200円
売買手数料 (売買手数料単価は0.03円/ΔkW・30分で仮設定)		(0.03円/ΔkW・30分)×1,000kW = 30円

※ 本スライド以降の単独発電機における調整電力量料金の算定に関して、便宜上、電力量に乘じるV1単価を出力帯によらず一定として記載しております。実際の算定については、「実際の調整電力量525kWhの精算イメージ」の通り、出力帯ごとに登録してある単価を用い、積分して算定する方法が正しい手法となります。

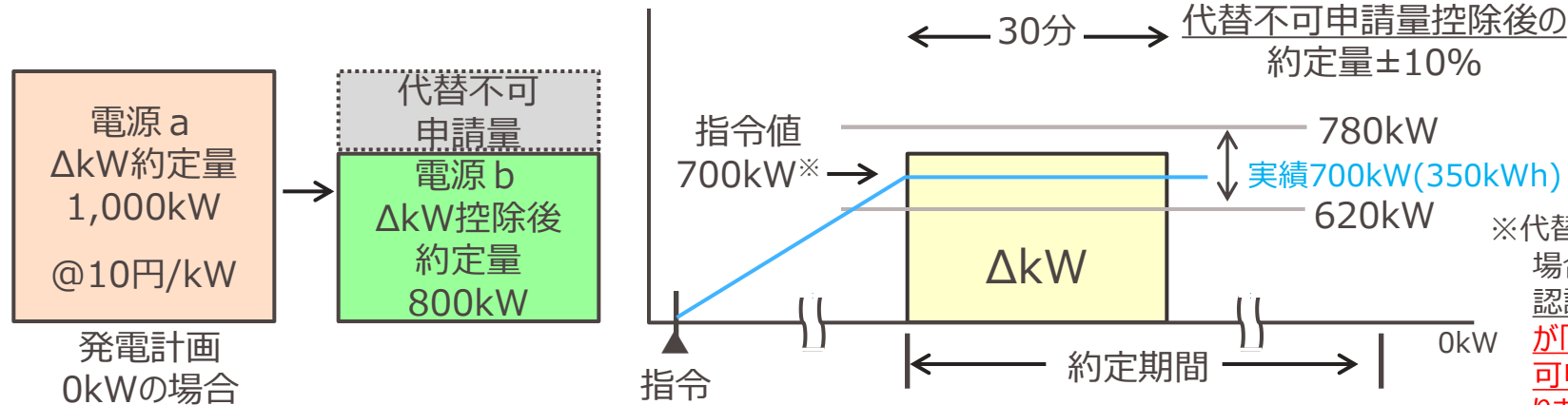


取引規程 第9章 第40条、第10章 第46条

【例（単独発電機、代替不可申請実施、アセスⅡ **適合**）】

※ 下図は三次調整力②の場合を例示

電源 a [1,000kW]→電源 b [800kW]に差替した場合 [200kW不足]



※代替不可申請がされている場合、供出可能量の減少が認識されているため、**指令値**が「**ΔkW約定量－代替不可申請量**」を上回ることはありません。

精算対象		算定式（税抜）	
約定料金（ΔkW料金）		$10\text{円/kW} \times 1,000\text{kW} = 10,000\text{円}$	代替不可申請分もΔkW料金は算定されます
ペナルティ料金	①ペナルティ料金Ⅰ	$8,000\text{円} \times 0 \times 1.5 = 0\text{円}$ (未達率： $(800\text{kW} - 800\text{kW}) \div 800\text{kW} = 0$) 代替不可申請分： $10\text{円/kW} \times 200\text{kW} \times 1.5 = 3,000\text{円}$	代替不可申請分についてペナルティ料金Ⅰが課されます
	②ペナルティ料金Ⅱ	0円	出力実績は許容範囲内のため、 ペナルティ料金Ⅱは課されません
〔調整電力量料金(kWh)〕 精算額		$8\text{円/kWh} \times (350\text{kWh} - 0\text{kWh}) = 2,800\text{円}$	
売買手数料 (売買手数料単価は0.03円/ΔkW・30分で仮設定)		$(0.03\text{円}/\Delta\text{kW} \cdot 30\text{分}) \times 1,000\text{kW} = 30\text{円}$	ΔkW約定量に応じて、売買手数料が課されます

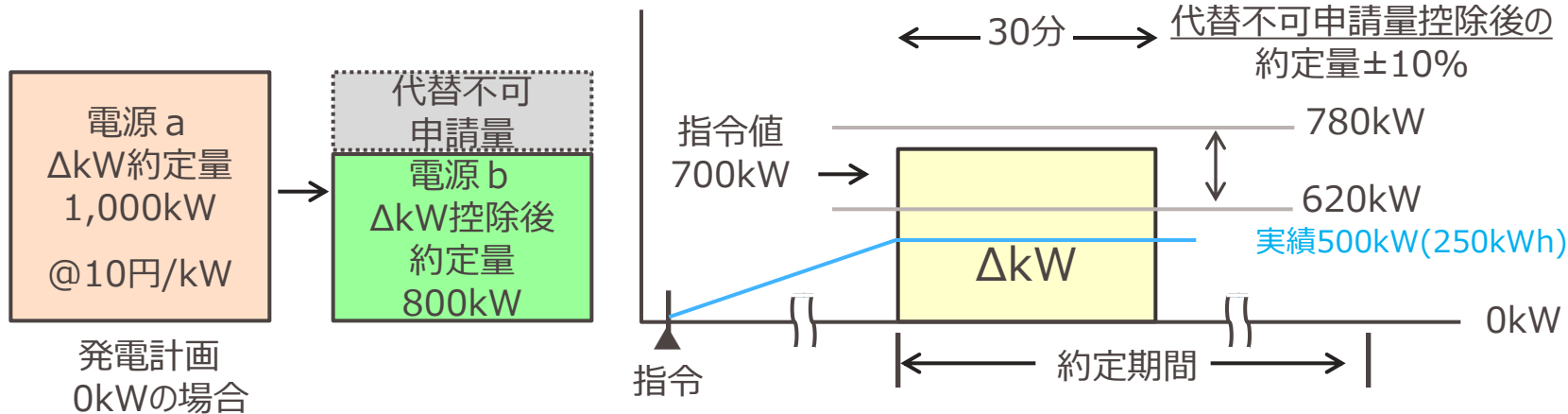


取引規程 第9章 第40条、第10章 第46条

【例（単独発電機、代替不可申請実施、アセスⅡ **不適合**）】

※ 下図は三次調整力②の場合を例示

電源 a [1,000kW]→電源 b [800kW]に差替した場合 [200kW不足]



精算対象		算定式（税抜）	
約定料金（ΔkW料金）		$10\text{円/kW} \times 1,000\text{kW} = 10,000\text{円}$	代替不可申請分もΔkW料金は算定されます
ペナルティ料金	①ペナルティ料金Ⅰ	$8,000\text{円} \times 0 \times 1.5 = 0\text{円}$ (未達率： $(800\text{kW} - 800\text{kW}) \div 800\text{kW} = 0$) 代替不可申請分： $10\text{円/kW} \times 200\text{kW} \times 1.5 = 3,000\text{円}$	代替不可申請分についてペナルティ料金Ⅰが課されます
	②ペナルティ料金Ⅱ	$8,000\text{円} \times (800 - 800 \times 0) \div 800 \times 1.0 = 8,000\text{円}$	出力実績が許容範囲外のため、 ペナルティ料金Ⅱも課されます
[調整電力量料金(kWh)] 精算額		$8\text{円/kWh} \times (250\text{kWh} - 0\text{kWh}) = 2,000\text{円}$	
売買手数料 (売買手数料単価は0.03円/ΔkW・30分で仮設定)		$(0.03\text{円}/\Delta\text{kW} \cdot 30\text{分}) \times 1,000\text{kW} = 30\text{円}$	ΔkW約定量に応じて、売買手数料が課されます

※ 代替不可申請がされている場合であっても、出力実績が許容範囲を外れている場合は、アセスメントⅡ 不適合となり、ペナルティ料金Ⅱが課されます。

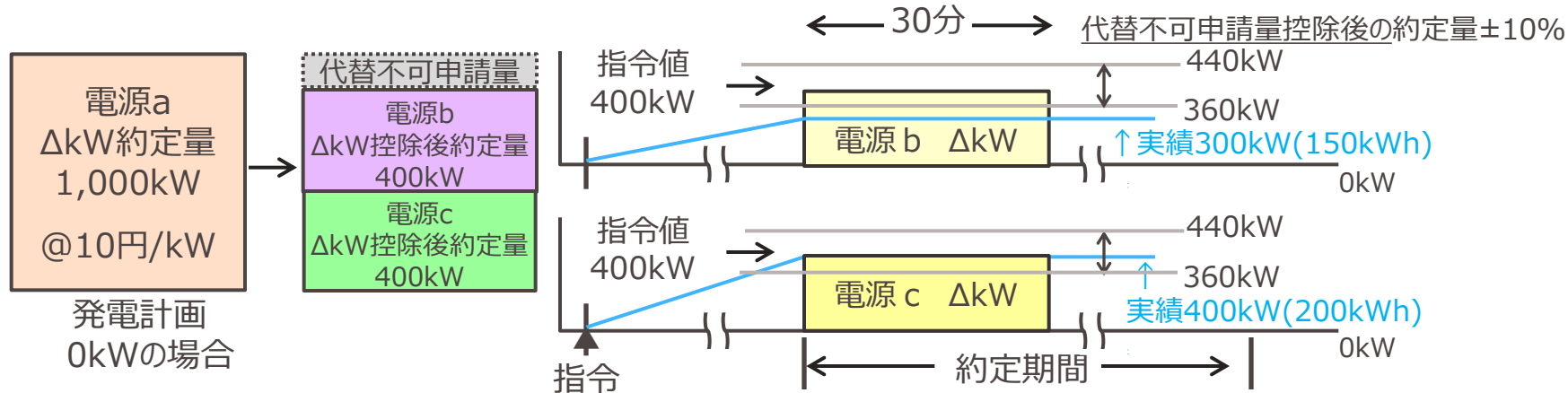


取引規程 第9章 第40条、第10章 第46条

【例（単独発電機、代替不可申請実施、アセスⅡ **不適合**）】

※ 下図は三次調整力②の場合を例示

電源 a [1,000kW]→電源 b [400kW]と電源 c [400kW]に差替した場合 [200kW不足]



精算対象		算定式（税抜）	
約定料金（ΔkW料金）		$10\text{円/kW} \times 1,000\text{kW} = 10,000\text{円}$	代替不可申請分もΔkW料金は算定されます
ペナルティ料金	①ペナルティ料金Ⅰ	$8,000\text{円} \times 0 \times 1.5 = 0\text{円}$ (未達率： $(800\text{kW} - (400\text{kW} + 400\text{kW})) \div 800\text{kW} = 0$) 代替不可申請分： $10\text{円/kW} \times 200\text{kW} \times 1.5 = 3,000\text{円}$	代替不可申請分についてペナルティ料金Ⅰが課されます
	②ペナルティ料金Ⅱ	電源 b： $4,000\text{円} \times (400 - 400 \times 0) \div 400 \times 1.0 = 4,000\text{円}$ 電源 c：0円	電源bについて、出力実績が許容範囲外のため、 ペナルティ料金Ⅱも課されます
〔調整電力量料金(kWh)〕 精算額		$9\text{円/kWh} \times (150\text{kWh} - 0\text{kWh}) + 10\text{円/kWh} \times (200\text{kWh} - 0\text{kWh}) = 3,350\text{円}$	
売買手数料 (売買手数料単価は0.03円/ΔkW・30分で仮設定)		$(0.03\text{円}/\Delta\text{kW} \cdot 30\text{分}) \times 1,000\text{kW} = 30\text{円}$	ΔkW約定量に応じて、売買手数料が課されます

※ 複数電源に差替えた場合、それぞれのリソースに対しアセスメントⅡが適用され、不適合となったリソースには、ペナルティ料金Ⅱが課されます。

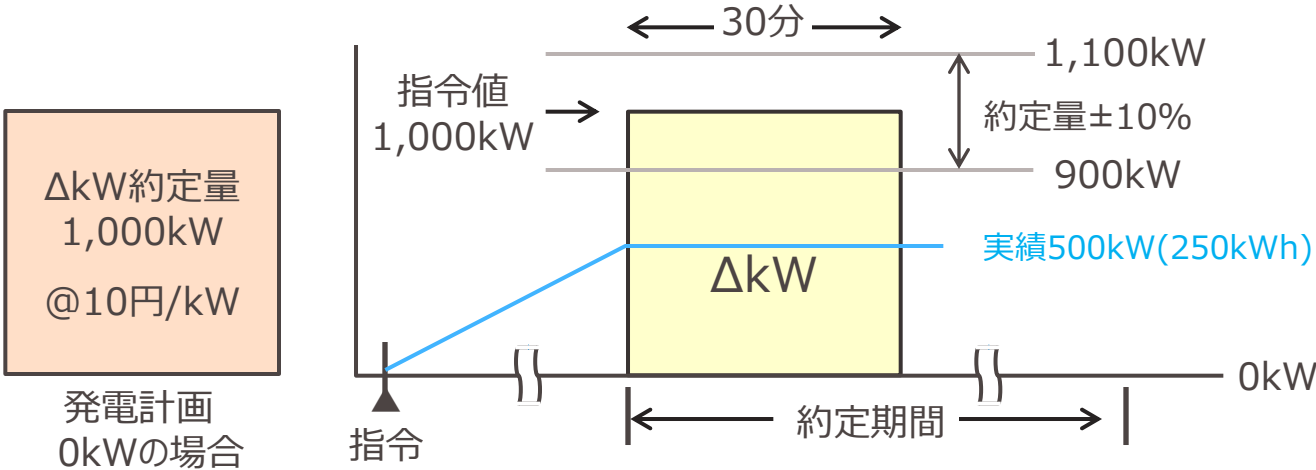
電源差替時、継承される単価はΔkWのみです。電力量料金は該当電源の単価にもとづき、精算されます。

三次② 三次① 二次② 二次① 一次 複合

 取引規程 第9章 第40条、第10章 第46条

【例（単独発電機、アセスⅠ 適合、アセスⅡ 不適合）】

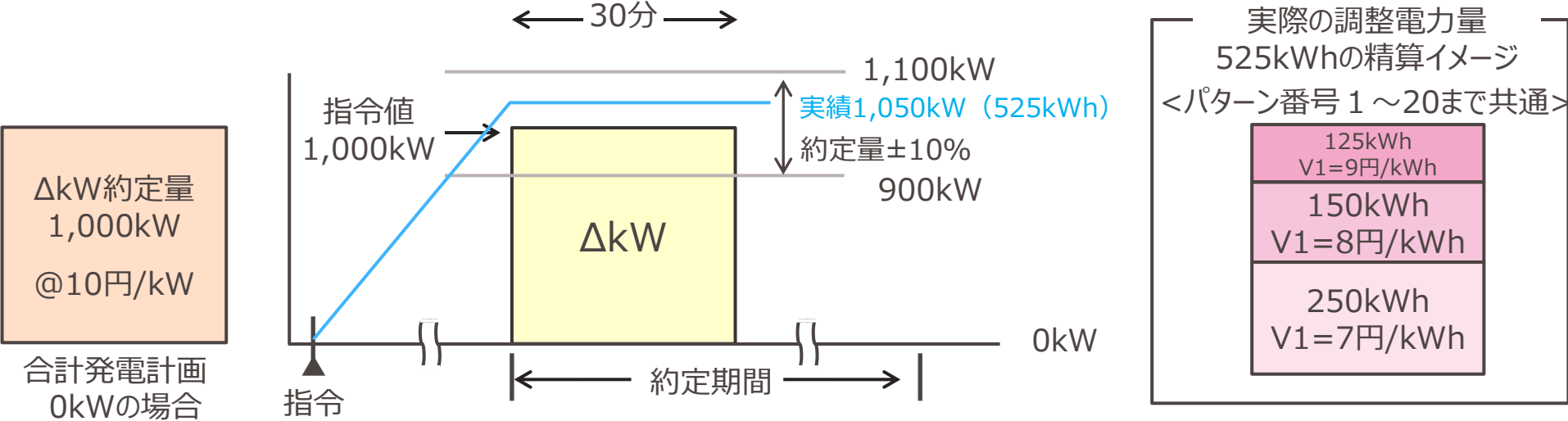
※ 下図は三次調整力②の場合を例示



精算対象		算定式（税抜）	
約定料金（ΔkW料金）		$10\text{円/kW} \times 1,000\text{kW} = 10,000\text{円}$	ペナルティ料金Ⅱは、アセスメントⅠが適合の場合の算定式となります。
ペナルティ料金	①ペナルティ料金Ⅰ	0円	
	②ペナルティ料金Ⅱ	$10,000\text{円} \times (1,000 - 1,000 \times 0) \div 1,000 \times 1.0 = 10,000\text{円}$	
〔調整電力量料金(kWh)〕 精算額		$8\text{円/kWh} \times (250\text{kWh} - 0\text{kWh}) = 2,000\text{円}$	
売買手数料 (売買手数料単価は0.03円/ΔkW・30分で仮設定)		$(0.03\text{円}/\Delta\text{kW} \cdot 30\text{分}) \times 1,000\text{kW} = 30\text{円}$	ΔkW約定量に応じて、売買手数料が課されます

【例（発電機リスト・パターン、ペナルティ無し）】

※ 下図は三次調整力②の場合を例示



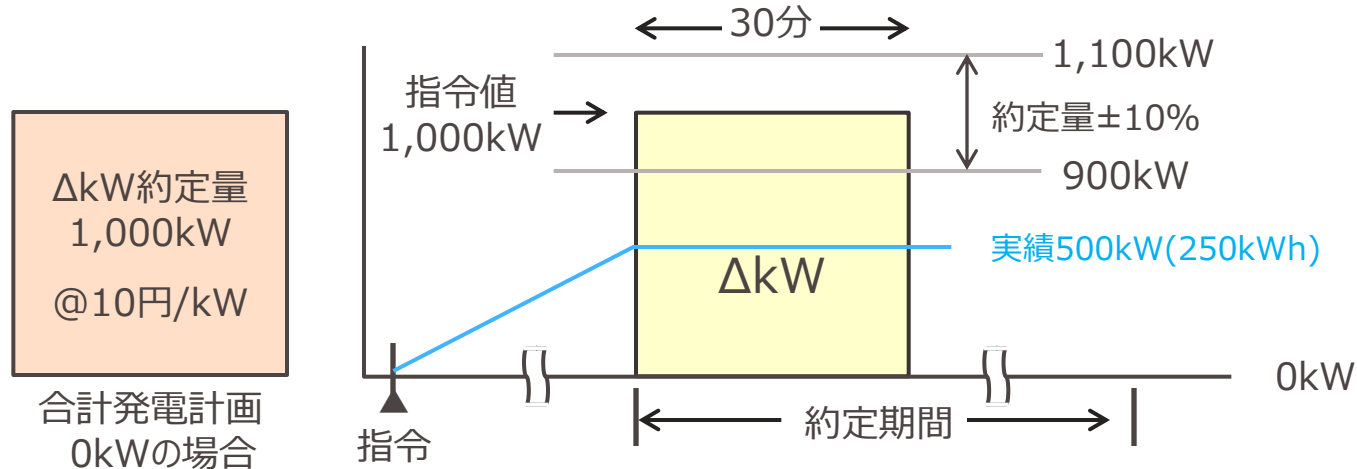
精算対象		算定式（税抜）
約定料金（ΔkW料金）		10円/kW×1,000kW = 10,000円
ペナルティ料金	①ペナルティ料金Ⅰ	0円
	②ペナルティ料金Ⅱ	0円
〔調整電力量料金(kWh)〕 精算額		8円/kWh×(525kWh－0kWh) = 4,200円
売買手数料 (売買手数料単価は0.03円/ΔkW・30分で仮設定)		(0.03円/ΔkW・30分)×1,000kW = 30円

ΔkW約定量に応じて、売買手数料が課されます

※ 本スライド以降の各リスト・パターンにおける調整電力量料金の算定に関して、便宜上、電力量に乗じるV1単価を出力帯によらず一定として記載しております。実際の算定については、「実際の調整電力量525kWhの精算イメージ」とおり、出力帯ごとに登録してある単価を用い、積分して算定する方法が正しい手法となります。

【例（発電機リスト・パターン、アセスⅠ **適合**、アセスⅡ **不適合**）】

※ 下図は三次調整力②の場合を例示



精算対象

算定式（税抜）

約定料金（ΔkW料金）

 $10\text{円/kW} \times 1,000\text{kW} = 10,000\text{円}$

ペナルティ料金Ⅱは、アセスメントⅠが適合の場合の算定式となります。

ペナルティ料金

①ペナルティ料金Ⅰ

0円

②ペナルティ料金Ⅱ

 $10,000\text{円} \times (1,000 - 1,000 \times 0) \div 1,000 \times 1.0 = 10,000\text{円}$

〔調整電力量料金(kWh)〕 精算額

 $8\text{円/kWh} \times (250\text{kWh} - 0\text{kWh}) = 2,000\text{円}$

売買手数料

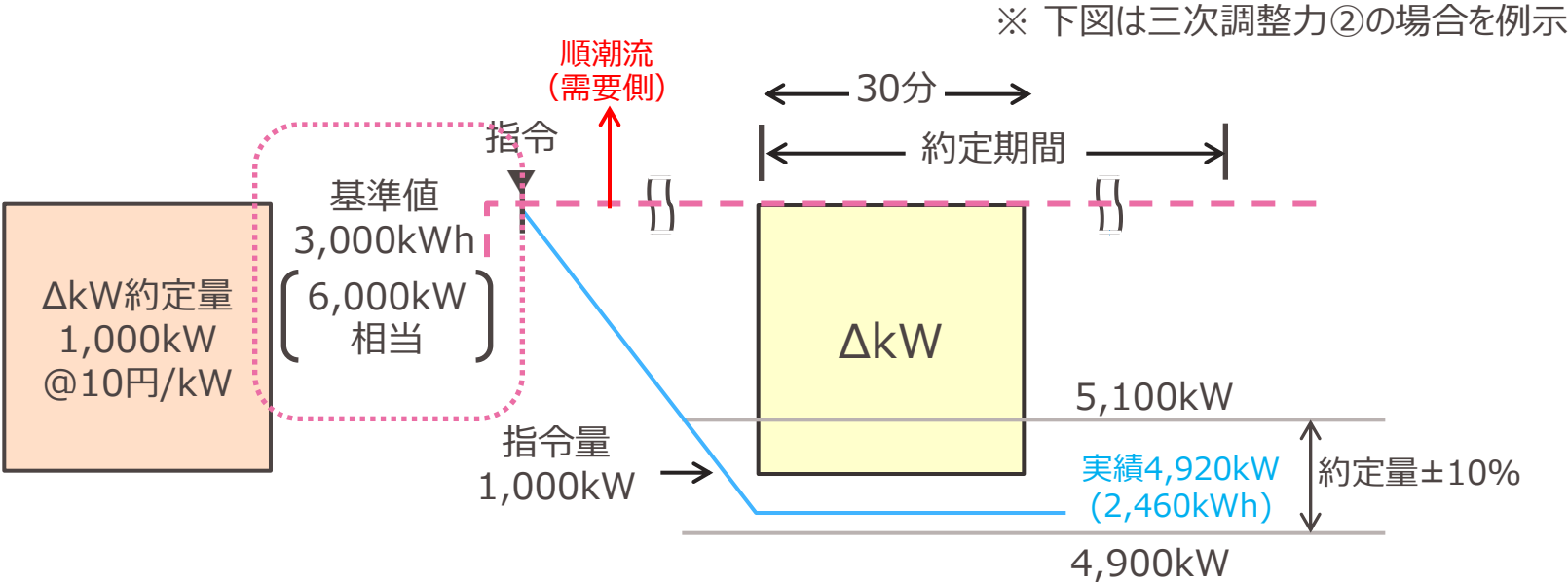
(売買手数料単価は0.03円/ΔkW・30分で仮設定)

 $(0.03\text{円}/\Delta\text{kW} \cdot 30\text{分}) \times 1,000\text{kW} = 30\text{円}$

ΔkW約定量に応じて、売買手数料が課されます



【例（需要家リスト・パターン、ペナルティ無し）】

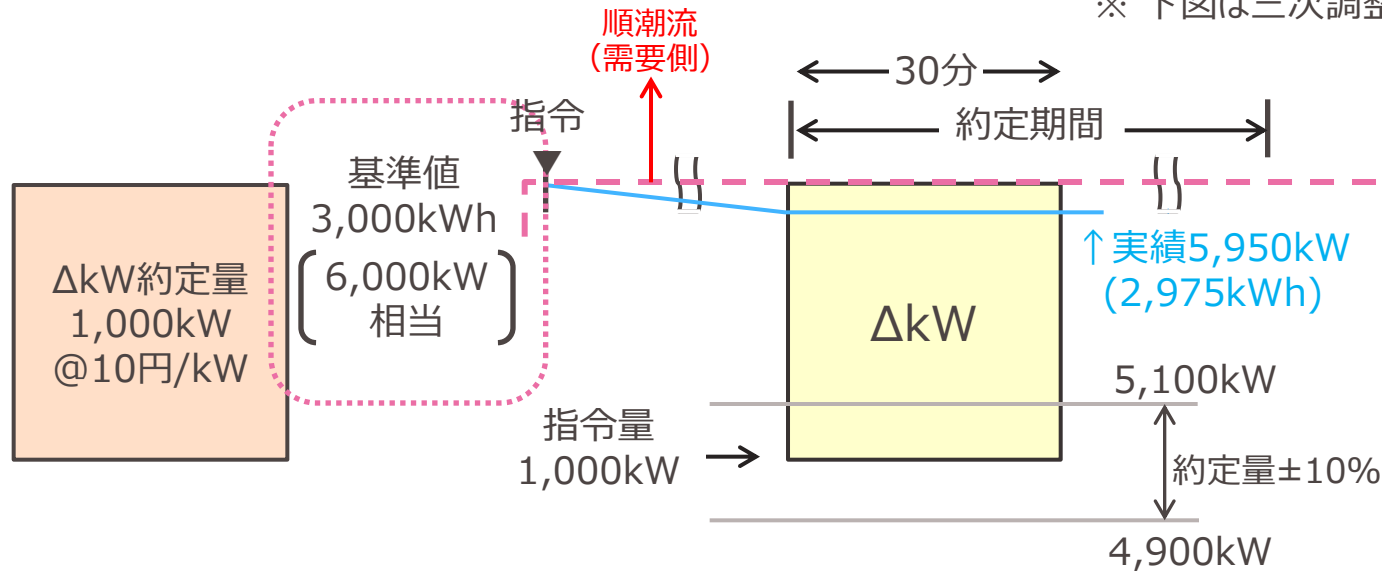


精算対象		算定式（税抜）
約定料金（ΔkW料金）		10円/kW×1,000kW = 10,000円
ペナルティ料金	①ペナルティ料金Ⅰ	0円
	②ペナルティ料金Ⅱ	0円
〔調整電力量料金(kWh)〕 精算額		8円/kWh×(3,000kWh－2,460kWh) = 4,320円
売買手数料 (売買手数料単価は0.03円/ΔkW・30分で仮設定)		(0.03円/ΔkW・30分)×1,000kW = 30円

ΔkW約定量に応じて、売買手数料が課されます

【例（需要家リスト・パターン、アセスⅠ 適合、アセスⅡ 不適合）】

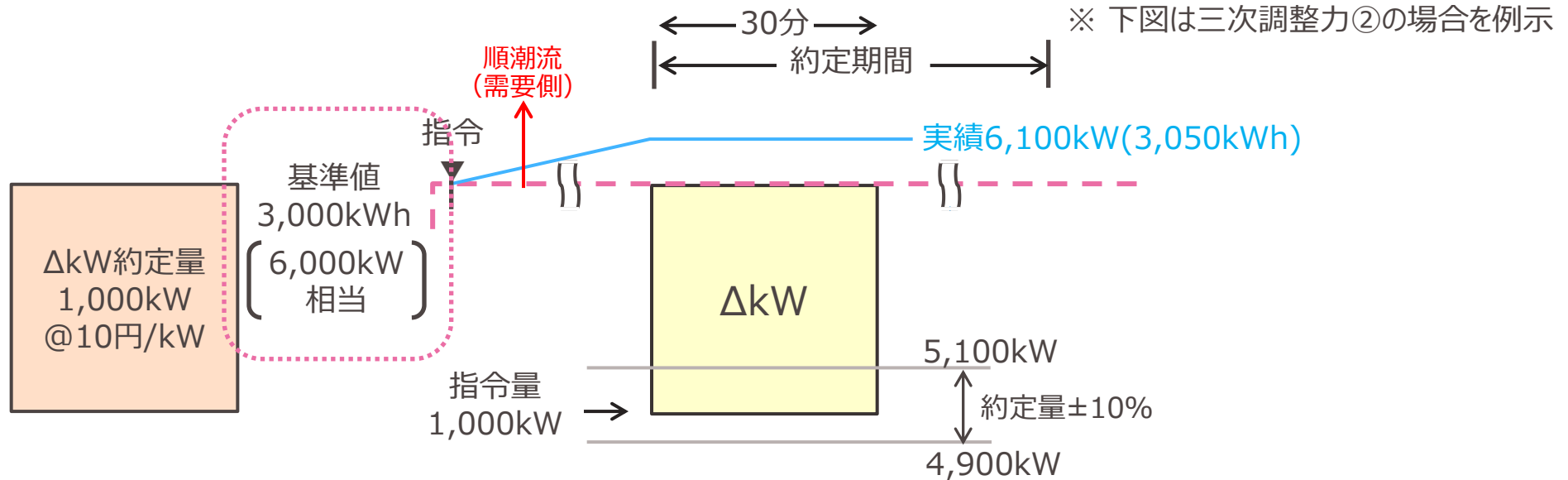
※ 下図は三次調整力②の場合を例示



精算対象		算定式（税抜）	
約定料金（ΔkW料金）		$10\text{円/kW} \times 1,000\text{kW} = 10,000\text{円}$	ペナルティ料金Ⅱは、アセスメントⅠが適合の場合の算定式となります。
ペナルティ料金	①ペナルティ料金Ⅰ	0円	
	②ペナルティ料金Ⅱ	$10,000\text{円} \times (1,000 - 1,000 \times 0) \div 1,000 \times 1.0 = 10,000\text{円}$	
〔調整電力量料金(kWh)〕 精算額		$8\text{円/kWh} \times (3,000\text{kWh} - 2,975\text{kWh}) = 200\text{円}$	
売買手数料 (売買手数料単価は0.03円/ΔkW・30分で仮設定)		$(0.03\text{円}/\Delta\text{kW} \cdot 30\text{分}) \times 1,000\text{kW} = 30\text{円}$	ΔkW約定量に応じて、売買手数料が課されます



【例（需要家リスト・パターン、アセスⅠ 適合、アセスⅡ 不適合、実績が基準値を上回った場合）】



精算対象		算定式（税抜）	
約定料金（ΔkW料金）		$10\text{円/kW} \times 1,000\text{kW} = 10,000\text{円}$	ペナルティ料金Ⅱは、アセスメントⅠが適合の場合の算定式となります。
ペナルティ料金	①ペナルティ料金Ⅰ	0円	
	②ペナルティ料金Ⅱ	$10,000\text{円} \times (1,000 - 1,000 \times 0) \div 1,000 \times 1.0 = 10,000\text{円}$	
[調整電力量料金(kWh)] 精算額		$8\text{円/kWh} \times (3,000\text{kWh} - 3,050\text{kWh}) = -400\text{円}$ 下げ調整電力量料金 = 400円 上げ調整電力量料金 = 0円 下げ調整電力量料金 - 上げ調整電力量料金 = $400 - 0 = 400\text{円}^{\ast}$	
売買手数料 （売買手数料単価は0.03円/ΔkW・30分で仮設定）		$(0.03\text{円}/\Delta\text{kW} \cdot 30\text{分}) \times 1,000\text{kW} = 30\text{円}$	ΔkW約定量に応じて、売買手数料が課されます

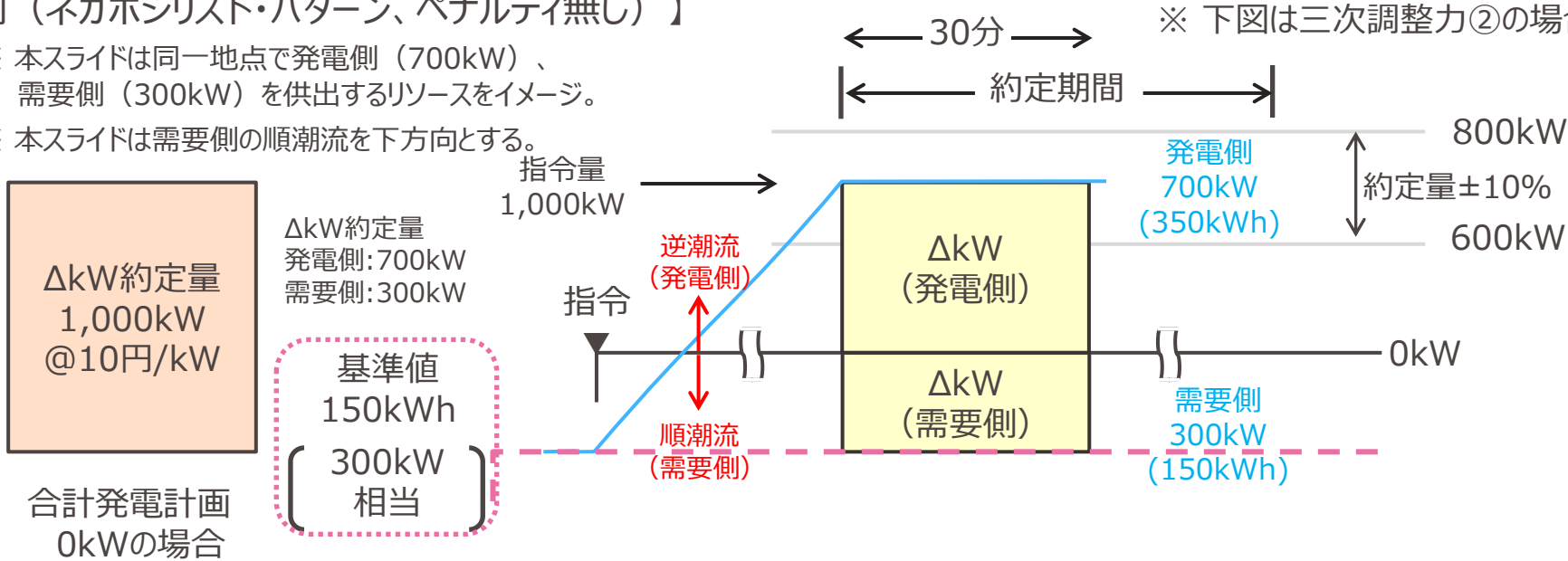
※ 調整電力量料金精算額は、下げ調整電力量料金が上げ調整電力量料金を上回るため、取引会員からTSOへの支払いとなります。



取引規程 第9章 第40条、第10章 第46条

【例（ネガポジリスト・パターン、ペナルティ無し）】

※ 本スライドは同一地点で発電側（700kW）、
需要側（300kW）を供出するリソースをイメージ。
※ 本スライドは需要側の順潮流を下方方向とする。



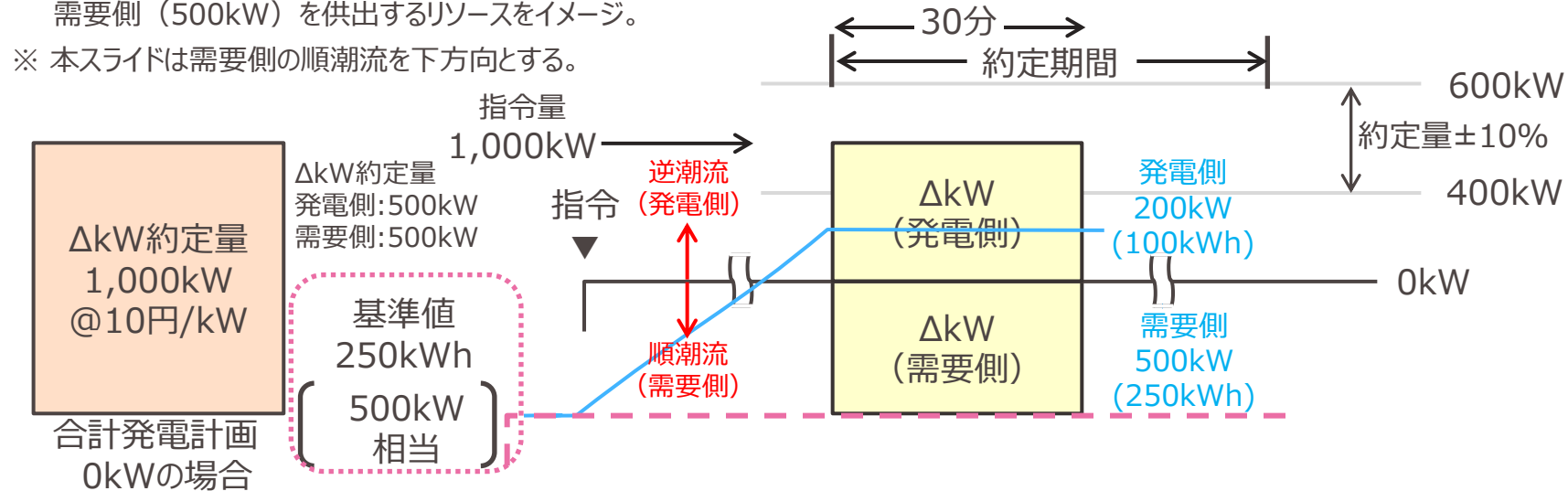
精算対象		算定式（税抜）
約定料金（ΔkW料金）		10円/kW×1,000kW = 10,000円
ペナルティ料金	①ペナルティ料金Ⅰ	0円
	②ペナルティ料金Ⅱ	0円
〔調整電力量料金(kWh)〕 精算額		〔8円/kWh×(350kWh－0kWh)〕 ＋ 〔8円/kWh×(150kWh－0kWh)〕 = 4,000円
売買手数料 (売買手数料単価は0.03円/ΔkW・30分で仮設定)		(0.03円/ΔkW・30分)×1,000kW = 30円

ΔkW約定量に応じて、売
買手数料が課されます

【例（ネガポジリスト・パターン、アセスⅠ 適合、アセスⅡ 不適合、実績が指令値を下回った場合）】

※ 本スライドは同一地点で発電側（500kW）、
需要側（500kW）を供出するリソースをイメージ。

※ 下図は三次調整力②の場合を例示



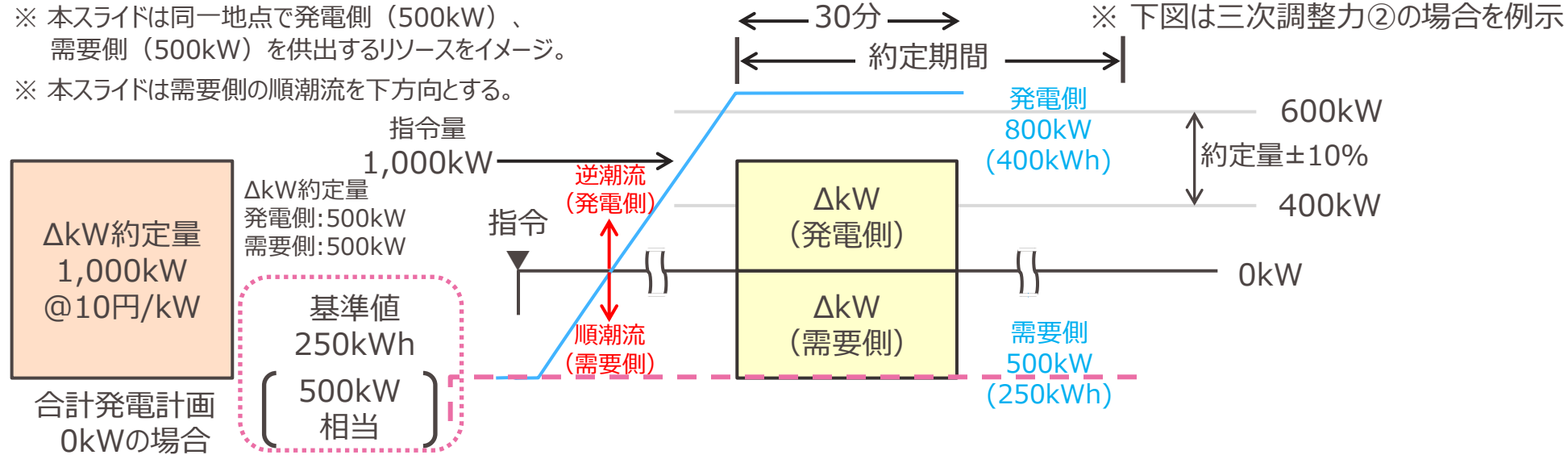
精算対象		算定式（税抜）	
約定料金（ΔkW料金）		$10\text{円/kW} \times 1,000\text{kW} = 10,000\text{円}$	ペナルティ料金Ⅱは、アセスメントⅠが適合の場合の算定式となります。
ペナルティ料金	①ペナルティ料金Ⅰ	0円	
	②ペナルティ料金Ⅱ	$10,000\text{円} \times (1,000 - 1,000 \times 0) \div 1,000 \times 1.0 = 10,000\text{円}$	
〔調整電力量料金(kWh)〕 精算額		$[8\text{円/kWh} \times (100\text{kWh} - 0\text{kWh})] + [8\text{円/kWh} \times (250\text{kWh} - 0\text{kWh})] = 2,800\text{円}$	
売買手数料 (売買手数料単価は0.03円/ΔkW・30分で仮設定)		$(0.03\text{円}/\Delta\text{kW} \cdot 30\text{分}) \times 1,000\text{kW} = 30\text{円}$	ΔkW約定量に応じて、売買手数料が課されます



【例（ネガポジリスト・パターン、アセスⅠ 適合、アセスⅡ 不適合、実績が指令値を上回った場合）】

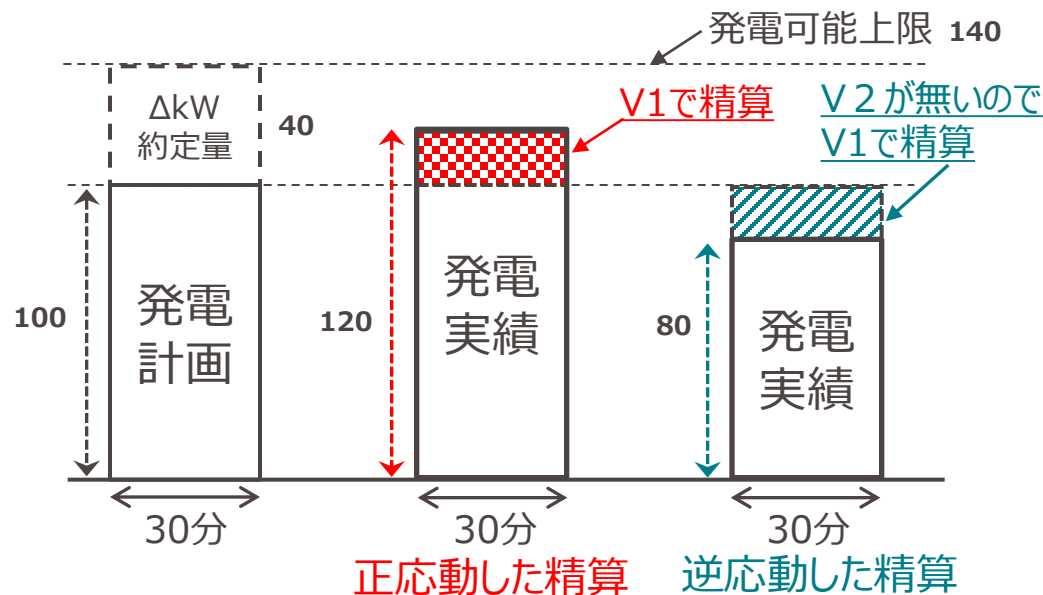
※ 本スライドは同一地点で発電側（500kW）、
需要側（500kW）を供出するリソースをイメージ。

※ 本スライドは需要側の順潮流を下方方向とする。

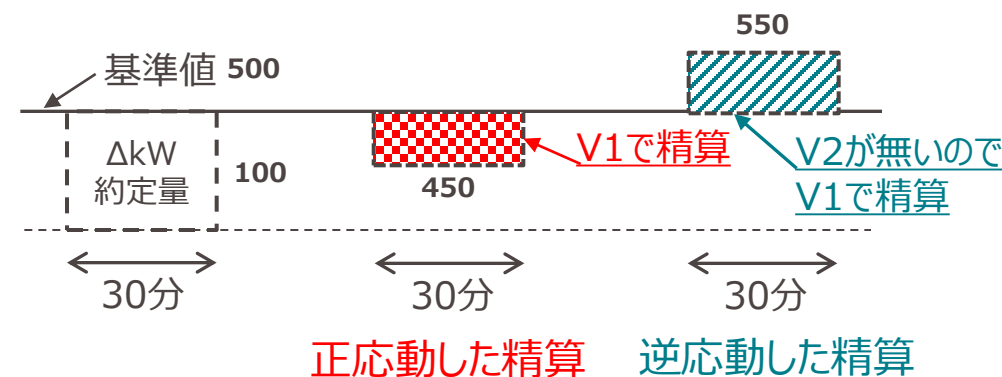


精算対象		算定式（税抜）	
約定料金（ΔkW料金）		$10\text{円/kW} \times 1,000\text{kW} = 10,000\text{円}$	ペナルティ料金Ⅱは、アセスメントⅠが適合の場合の算定式となります。
ペナルティ料金	①ペナルティ料金Ⅰ	0円	
	②ペナルティ料金Ⅱ	$10,000\text{円} \times (1,000 - 1,000 \times 0) \div 1,000 \times 1.0 = 10,000\text{円}$	
〔調整電力量料金(kWh)〕 精算額		$[8\text{円/kWh} \times (400\text{kWh} - 0\text{kWh})] +$ $[8\text{円/kWh} \times (250\text{kWh} - 0\text{kWh})] = 5,200\text{円}$	
売買手数料 (売買手数料単価は0.03円/ΔkW・30分で仮設定)		$(0.03\text{円}/\Delta\text{kW} \cdot 30\text{分}) \times 1,000\text{kW} = 30\text{円}$	ΔkW約定量に応じて、 売買手数料が課されます

- 約定時間帯に求められる応動は、発電計画・基準値に一致していただくか、TSOからの上げ指令に対する正応動のみとなるため、本来kWh精算には、上げ調整力単価(V1)のみが必要となります。
- 一方で、発電計画・基準値に一致、あるいは上げ指令に対する正応動を求めている約定時間帯において、逆応動（単独発電機、発電機リスト・パターンの場合、発電計画より出力が低下。需要家リスト・パターンの場合、基準値より需要が増加。）する場合があります。
- 余力活用に関する契約（上げ余力のみを提供する場合を除く）を締結しているリソースは、下げ調整力単価(V2)を使用してkWh精算を行います。需給調整市場のみに参入しているリソースに対しては、V2単価の代わりに、V1単価を用いて逆応動分のkWh精算を行います。ただし、需給調整市場システム処理上の理由によりV2単価の入力が必須となっております。

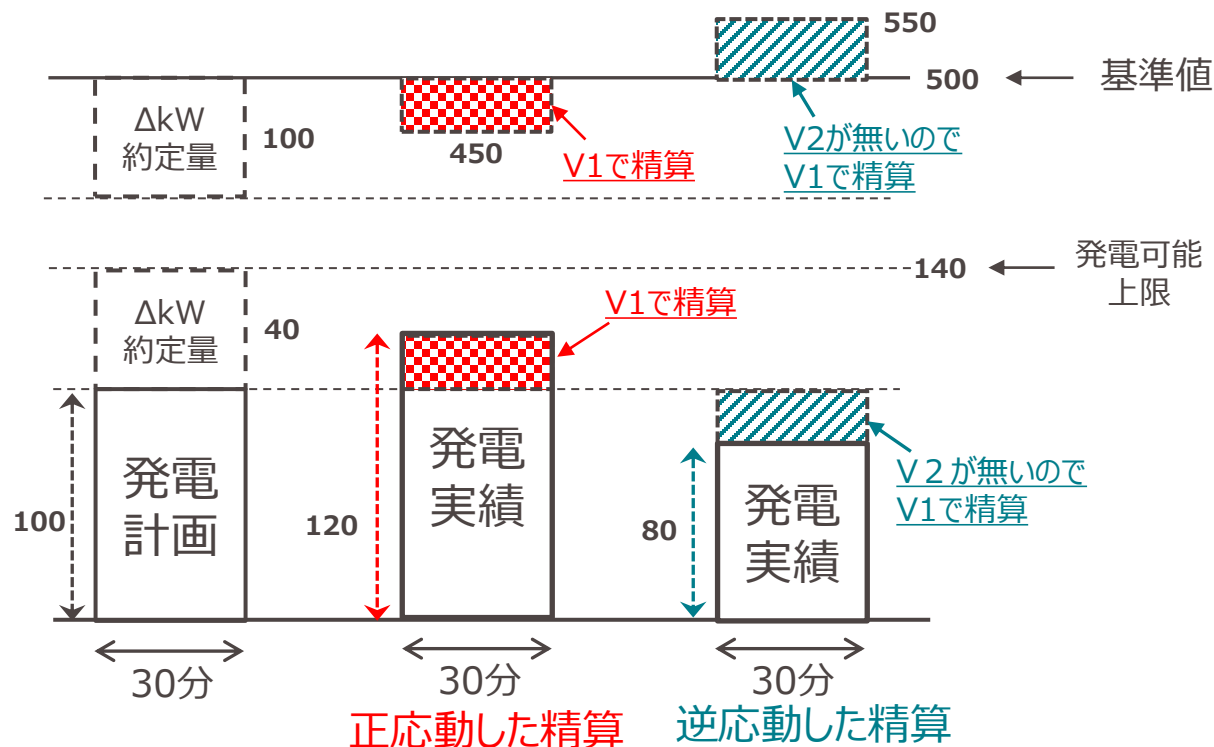
単独発電機、発電機
リスト・パターンの場合

需要家リスト・パターンの場合



- 同一地点で計測されるリソースで構成されるネガポジリスト・パターンの場合、逆応動（発電側が発電計画より出力が低下、または需要側が基準値より需要が増加）している時に、下げ調整力としてkWh精算を行います。
- 別地点で計測されるリソースで構成されるネガポジリスト・パターンの場合、各地点の実績を合算し、逆応動（発電側が発電計画より出力が低下、または需要側が基準値より需要が増加もしくはその両方に該当）分が正応動分より大きい時に、その差分を下げ調整力としてkWh精算を行います。

ネガポジリスト・パターンの場合



- 各リストパターンにおいてkWh精算時に参照するV 1 単価、V 2 単価の参照例は以下のとおりです。

【例1】約定時間帯で余力活用に関する契約（下げ余力）あり ⇒V1,V2単価を参照

供出電力帯	区分1	区分2	区分3	区分4	区分5	区分6
下限値[kWh]	-9,999,999	-200	-100	0	300	500
V1[円/kWh]	7	8	9	10	11	12
V2[円/kWh]	6	7	8	9	10	11

上げ調整時に参照

下げ調整時に参照

【例2】約定時間帯で余力活用に関する契約（下げ余力）なし ⇒例外的にV1単価のみを参照

供出電力帯	区分1	区分2	区分3	区分4	区分5	区分6
下限値[kWh]	-9,999,999	-200	-100	0	300	500
V1[円/kWh]	7	8	9	10	11	12
V2[円/kWh]	6	7	8	9	10	11

上げ調整時に参照

下げ調整時に参照

【例3】未約定時間帯※で余力活用に関する契約（下げ余力のみ）あり ⇒例外的にV2単価のみを参照

供出電力帯	区分1	区分2	区分3	区分4	区分5	区分6
下限値[kWh]	-9,999,999	-200	-100	0	300	500
V1[円/kWh]	7	8	9	10	11	12
V2[円/kWh]	6	7	8	9	10	11

上げ調整時に参照

下げ調整時に参照

※約定時間帯でアセスメント I における未達率が1となる場合を含む。



取引規程 第2章 第18条、第10章 第46条

- 需給調整市場における各料金等の授受は、取引会員およびTSOの業務効率化の観点から、同一精算月の各料金を合算（相殺）のうえ、請求または支払いを行うことを基本とします。
- 属地TSOは、取引会員に対して提供期間が属する月の翌々月15日までに、各料金の内訳書および各料金を合算（相殺）した精算額通知書を送付します。
- 属地TSOが行う料金等の通知のために発行する様式26-1、26-2（精算額通知書）、様式27-1～27-8（料金内訳書）およびバックデータは「適格請求書等保存方式」における適格請求書等となります。（ただし、属地TSOが発行する適格請求書等のうち、売買手数料に係る適格請求書は市場運営者を適格請求書発行事業者とします。）
- 属地TSOが発行（再発行を含む）する適格請求書等で、請求書発行区分が仕入明細書または仕入明細書における対価の返還に該当する場合、通知日の翌日から起算して5日以内に、取引会員から記載内容の誤りに関する連絡がない場合、当該適格請求書等の記載内容に同意したものとみなします。
- 各料金を相殺した結果、属地TSOから取引会員へ支払う金額がある場合、取引会員は精算額通知書の通知日の翌日から起算して6日以内に属地TSOに対し、請求書の送付をお願いします。

需給調整市場における
各料金通知・請求書の体系

料金内訳書（仕入明細書、適格請求書相当:TSO⇒取引会員へ支払い）
【約定料金/上げ調整電力量料金】

料金内訳書（仕入明細書、適格返還請求書相当:取引会員⇒TSOへ支払い）
【ペナルティ料金】

料金内訳書（適格請求書:取引会員⇒TSOへ支払い）
【下げ調整電力量料金】

料金内訳書（適格請求書:取引会員⇒TSOへ支払い）
【売買手数料】

料金内訳書（仕入明細書または適格請求書）
【過去月精算分(精算発生時のみ)】

取引規程 第10章 第51条1項に
準じ、対象月のすべての料金を合算
(相殺)して精算額を算出し、精算額
通知書および各種内訳書を取引会
員に通知します。

精算額通知書※
【各種料金内訳書計を相殺】

相殺した結果、属地TSOから取引
会員へ支払う金額がある場合

請求書
(取引会員⇒属地TSO)

取引規程 第10章 第51
条3項に則り、精算額通知
書および各種内訳書の通知
日の翌日から起算して6日
以内に属地TSOに対し、請
求書の送付をお願いします。

※ 相殺した結果、取引会員から属地TSOへ支払う金額が
ある場合は、精算額通知書にて請求書の役割も兼ねます。



取引規程 第10章 第51条

2 - 1 3 . 売買手数料

- 取引会員は、需給調整市場の市場開設業務に要する費用として、売買手数料をご負担いただきます。
- 売買手数料は、 Δ kW約定量（複合商品の場合は、複合 Δ kW約定量）に応じた従量制とし、取引会員と属地TSOとの料金精算に合わせて徴収させていただきます。
- 具体的な算定方法は、需給調整市場での30分コマごとの Δ kW約定量（複合商品の場合は、複合 Δ kW約定量）に、売買手数料の単価を乗じて算定します※。なお、売買手数料に賦課される消費税等相当額（消費税法の規定により課される消費税および地方税法の規定により課される地方消費税）についても、売買手数料の料金精算に合わせて徴収させていただきます。
- 売買手数料の単価については、実需給日が属する年度ごとに定め、当該年度の最初の実需給日の2週間前までに翌年度の売買手数料を本取引所のホームページで公開します。
ただし、当該年度の取引開始後に、取引の状況の変動等により、売買手数料を定めた際の収支の想定から大きな乖離が生じる見込みとなった場合で、本市場の運営に影響を及ぼすおそれがあると市場運営者が判断したときは、当該年度の途中に売買手数料を改定します。なお、このとき、改定後の売買手数料は、当該改定後の売買手数料を適用する最初の実需給日の2週間前までに公開します。

- **需給調整市場の運営費用**は、TSOおよび取引会員からの**売買手数料で賄う**こととし、システムの維持、改修等に必要な経費※を踏まえつつ、**年度ごとに定める**こととします。
- 売買手数料は、**市場運営に実際に要する経費（実費）にもとづいた額**とする必要があるため、固定額ではなく、 **Δ kW約定量**（複合商品の場合は、複合 Δ kW約定量）**に応じた従量制**とすることとします。

※ システムについては、初期開発費用を除き、今後の制度変更や事業者ニーズによる画面変更等の新たなシステム改修が発生した場合等、費用に変動が生ずる可能性があります。

出所）第38回総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会（2020.1.31）資料5（売買手数料について）をもとに作成