取引ガイド
（全商品）

2023年　12月1日
第3版

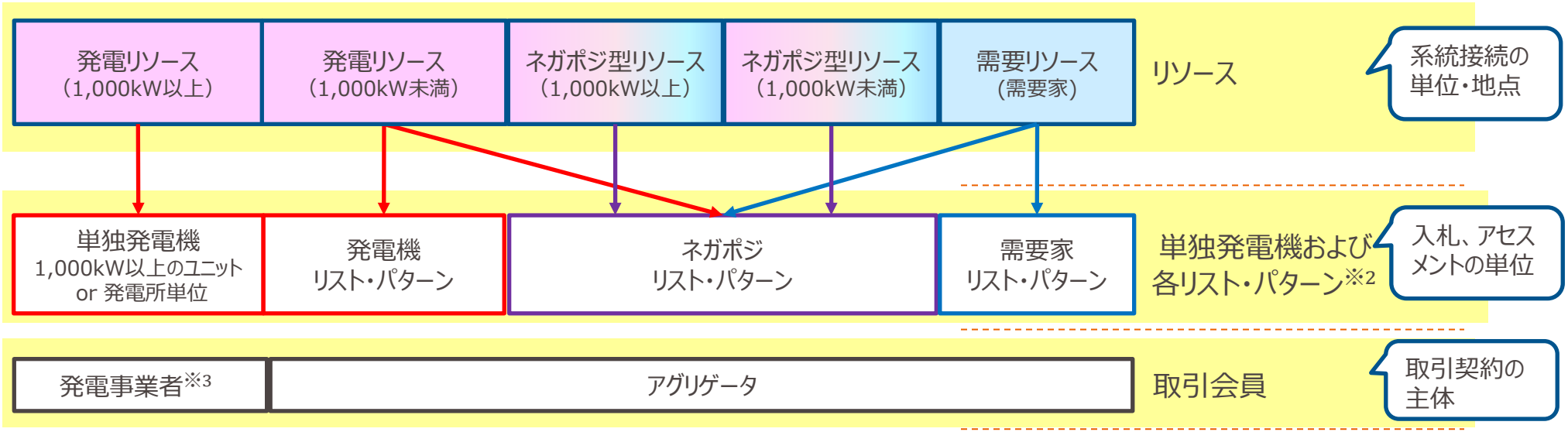
目次

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

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．精算
２－12．売買手数料

（注）取引ガイドの用語について

- 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1,000ｋW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1,000ｋW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。
- 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。
- なお、発電機リスト・パターン、ネガポジリスト・パターンについて、三次①、二次②、二次①および一次調整力の市場調達開始は、2024年4月からになる予定です。※1



※1 揚水動力についても各リスト・パターン導入時期と同時期に開始を予定しておりますので、参入予定の事業者は別途属地TSOにご相談ください。

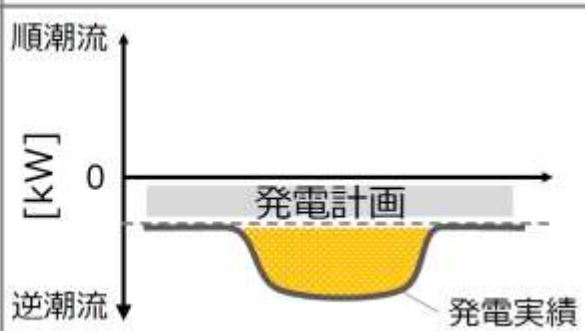
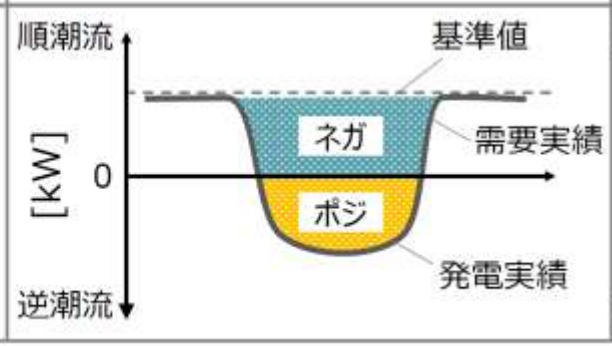
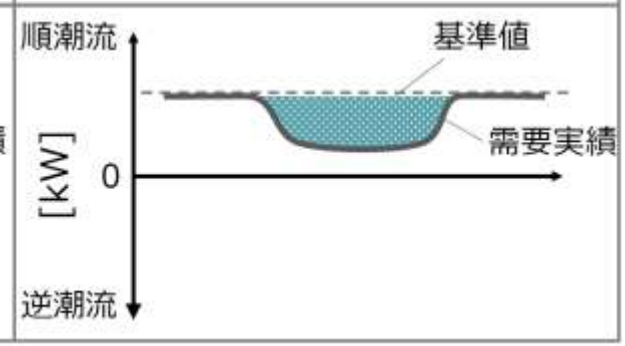
※2「発電機リスト・パターン」「需要家リスト・パターン」「ネガポジリスト・パターン」を総称して「各リスト・パターン」といいます。

※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。

取引規程 第1章 第2条

（注）取引ガイドの用語について

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 ΔｋＷ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ΔｋＷ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 ΔｋＷ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ΔkW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ΔkWを供出するケース	需要抑制のみによりΔkW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

取引規程 第1章 第2条

（参考）今後の発電機リスト・パターンおよびネガポジリスト・パターンの導入スケジュール

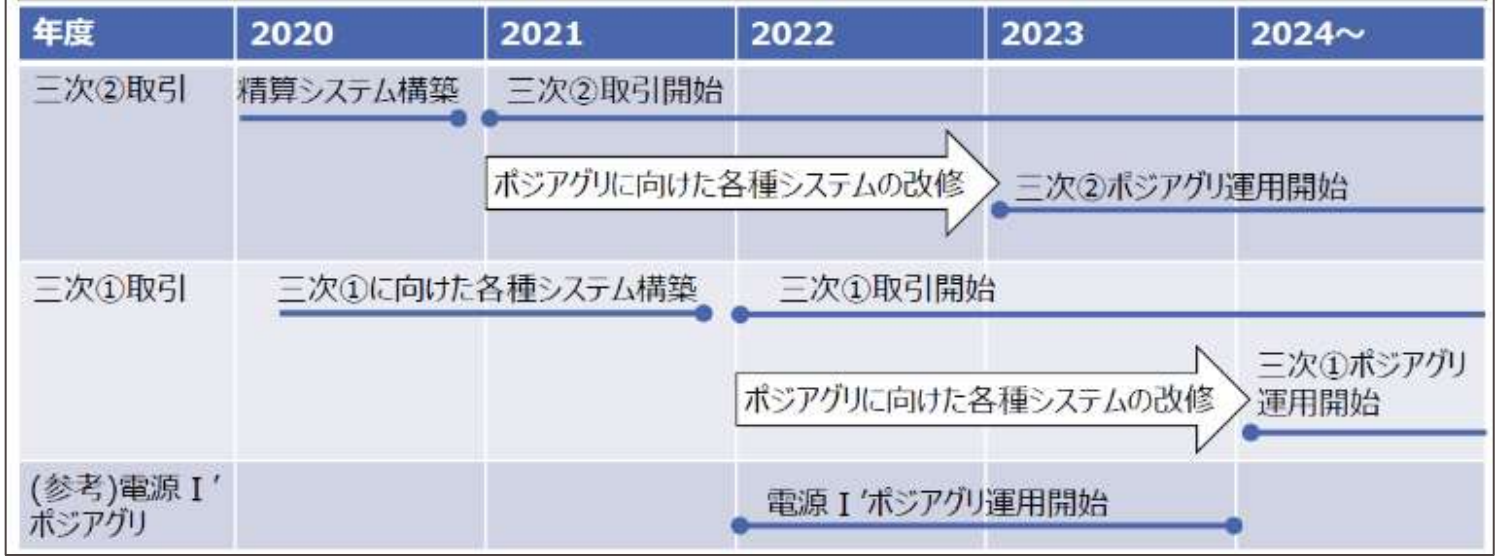
- 発電機リスト・パターンおよびネガポジリスト・パターンを用いた週間市場商品への入札は、2024年4月の運用開始を目指しており、2023年度においては入札することはできません。

ポジアグリ導入に向けた今後のスケジュール

31

- 今回整理したポジアグリを需給調整市場で取り扱うにあたっては、三次①三次②ともに一般送配電事業者各社の精算システムの仕様変更が必要となる。
- また、三次①に関するポジアグリの参入にあたっては、精算システムの改修に加えて、需給調整市場システムを改修する必要があり、現在構築中の三次①向けシステムの仕様変更が困難であることから、ポジアグリに対応するためのシステム改修については、改めて設計を行う必要がある。
- このため、需給調整市場におけるポジアグリの参入については、これら各種システムの改修期間を考慮し、三次②は2023年4月から、三次①は2024年4月からの運用開始を目指して、市場運営者である一般送配電事業者の方で準備を進めることとしてはどうか。

※2022年度からポジアグリの運用を開始する電源Ⅰ'については、年間発動回数が限定的であることから、精算はシステム外での処理を行う予定。



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

取引規程　第5章　第31条

１．市場参入要件

１－１．資格要件

1-1.　資格要件

修正

- 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、59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月末までに送配電網協議会需給調整市場運営部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ございません。

※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）を提出する送配電網協議会需給調整市場運営部にお問合せ下さい。

※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 第2章 第4条、第5条

(参考) 資格要件を満たさなくなった場合の流れ

- 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51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52条（取引停止）および第53条（違約者の入札の扱い）の規定にもとづき処理する。

第52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。

（取引停止、除名については市場運営者により行われますが、
通知は送配電網協議会需給調整市場運営部より実施します。）

⇒ 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。

（除名については市場運営者により行われますが、
通知は送配電網協議会需給調整市場運営部より実施します。）

⇒ 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。

取引規程 第2章 第5条、第6条 第11章 第51条、第52条

１－２．リソース等が満たすべき要件

1-2. リソース等が満たすべき要件　a. 運用に関する要件

- 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、週間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 発電リソースの場合、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。）との間で発電量調整供給契約を締結していること。
  - ③ 需要リソースの場合、属地TSOとの間で接続供給契約を締結していること。
  - ④ 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。
  - ⑤ 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。
  - ⑥ 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。

取引規程 第2章 第13条

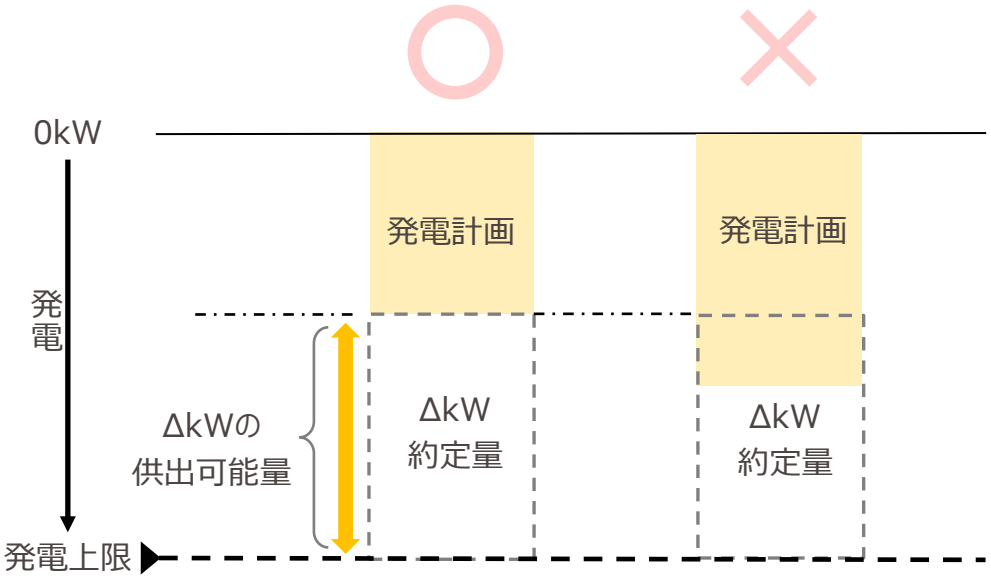
（参考）運用に関する要件の詳細(1/9)

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。

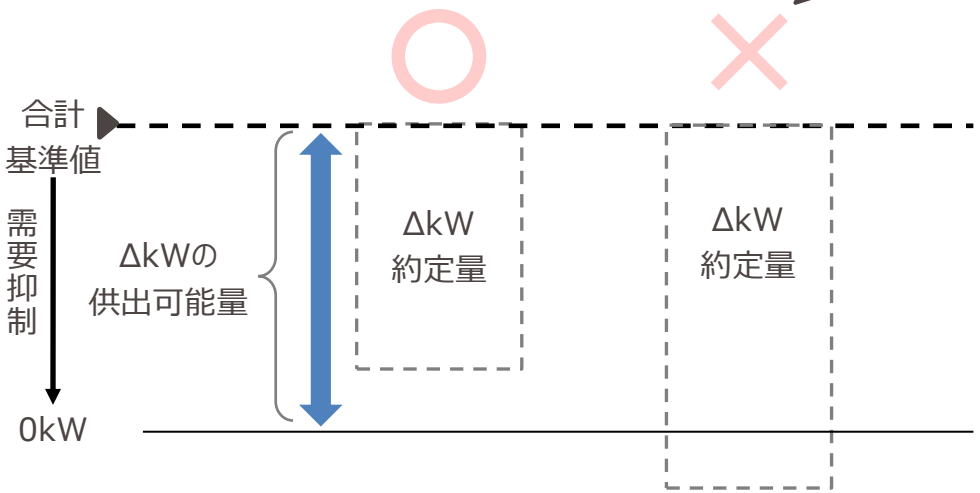
＜NG＞
発電上限から発電計画の差分がΔkW約定量より小さい場合、実需給でのΔkWが確保できていないため、要件を満たしていない。



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。



取引規程 第2章 第13条

（参考）運用に関する要件の詳細(2/9)

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

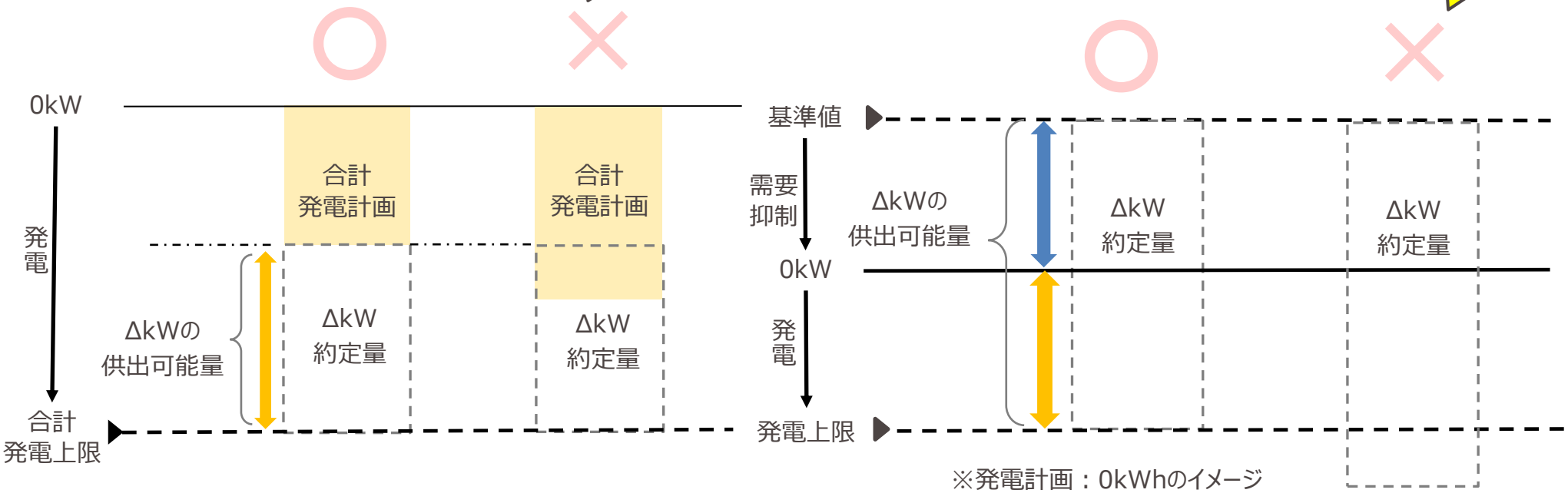
・合計発電上限から合計発電計画の差分がΔkW約定量以上であることが必要です。

＜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。



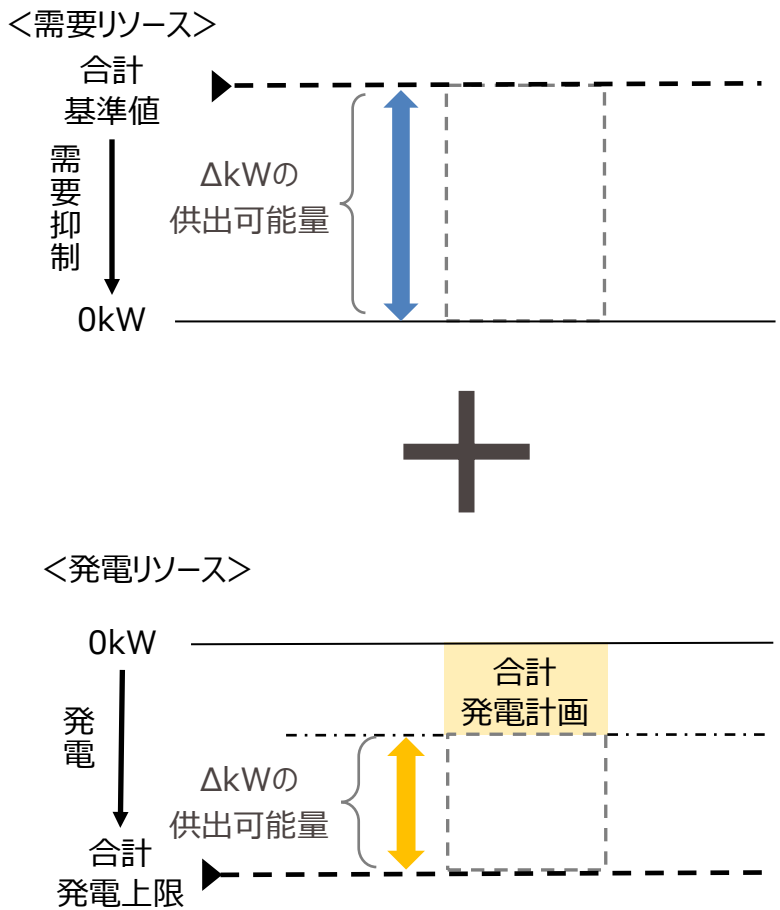
取引規程 第2章 第13条

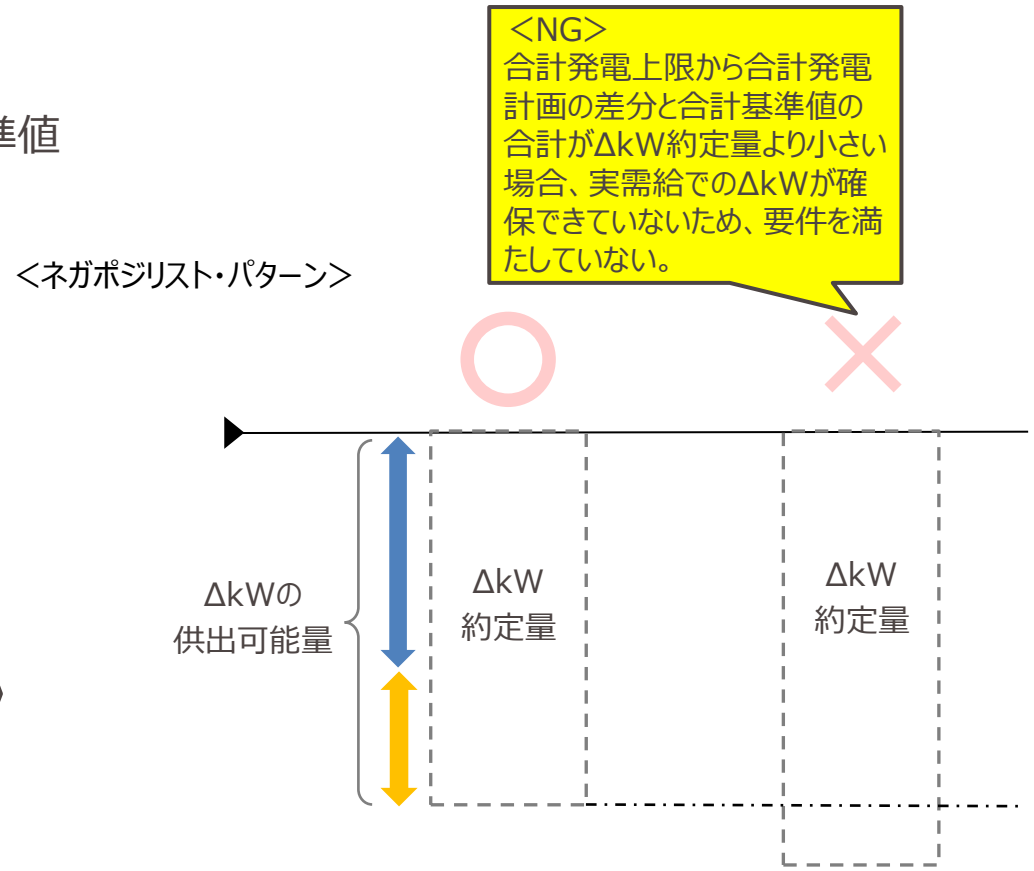
（参考）運用に関する要件の詳細(3/9)

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約定量以上であることが必要です。





取引規程 第2章 第13条

（参考）運用に関する要件の詳細(4/9)

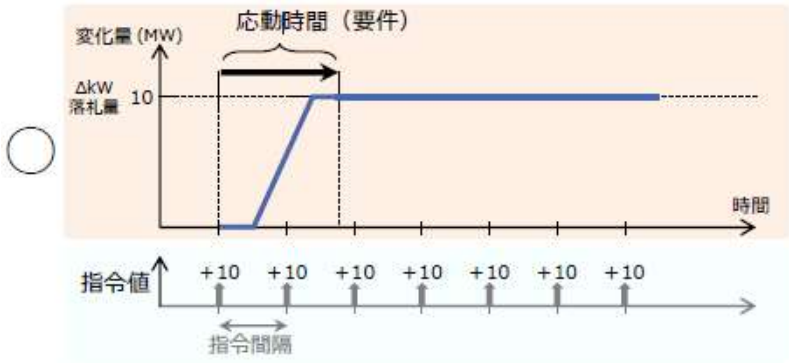
修正

⑥「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」

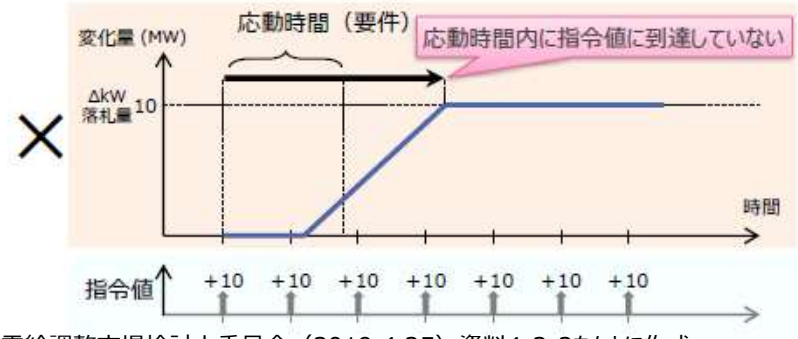
例　三次調整力②

(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。ただし、予定している三次調整力②の取引開始が2025年３月31日までの実需給を対象とする場合は、45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_shijyo_11_04_02_02.pdf

三次②	三次①	二次②	二次①	一次	複合

取引規程 第2章 第13条

（参考）運用に関する要件の詳細(5/9)

修正

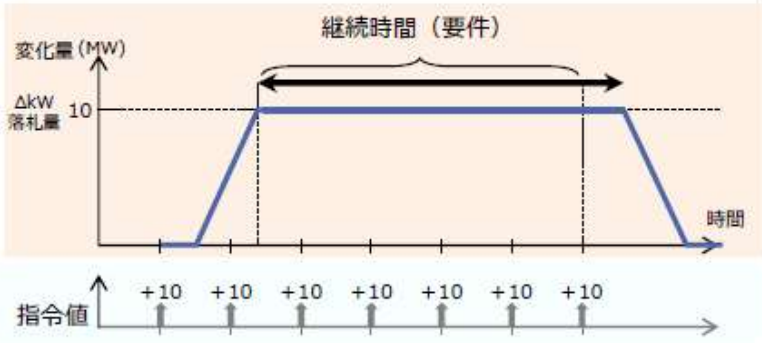
⑥「提供期間において、ΔkW約定量の範囲内で属地TSOからの指令に従い調整を行うこと」

例　三次調整力②

(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30分間その出力を継続する必要があります。ただし、予定している三次調整力②の取引開始が2025年３月31日までの実需給を対象とする場合は、３時間その出力を継続する必要があります。

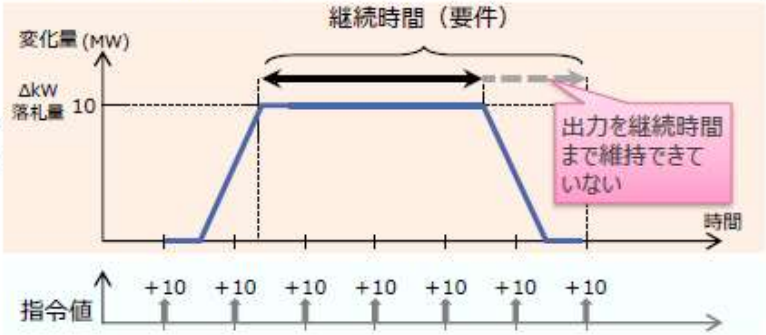
出力を継続時間まで維持できているケース

○



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

三次②	三次①	二次②	二次①	一次	複合

取引規程 第2章 第13条

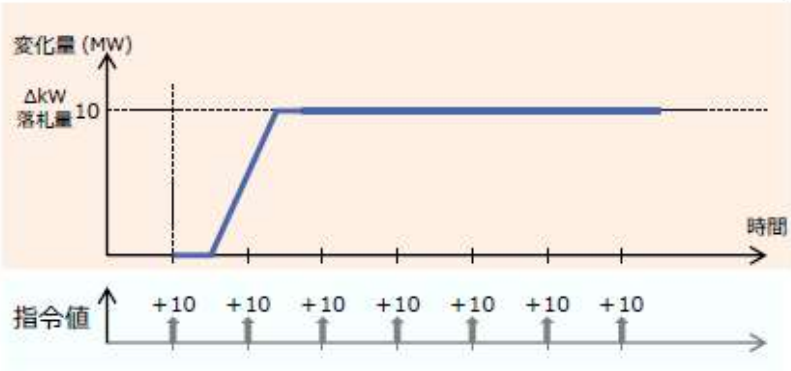
（参考）運用に関する要件の詳細(6/9)

⑥「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。

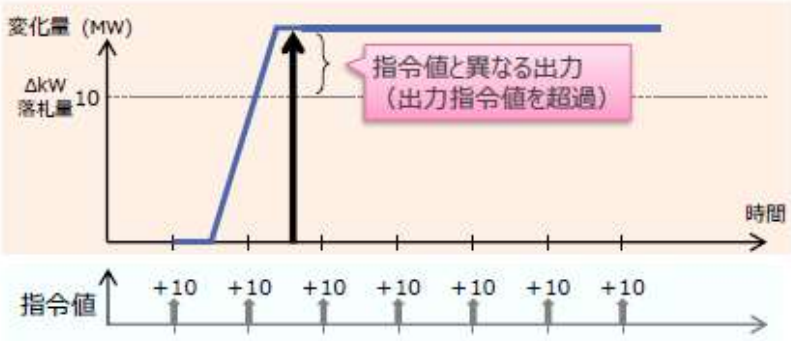
指令値に追従できているケース

○



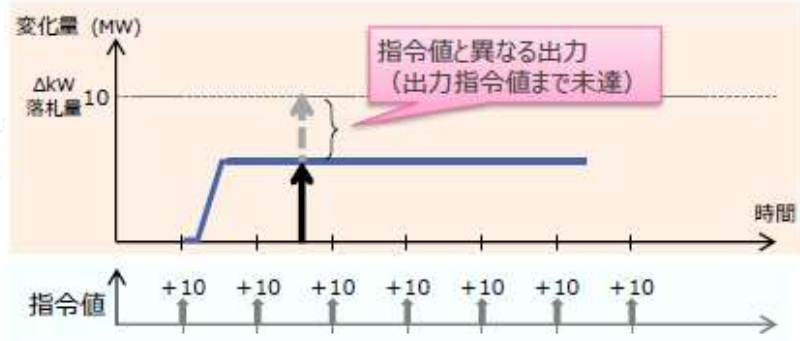
指令値に追従できていないケース①

×



指令値に追従できていないケース②

×



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

取引規程 第2章 第13条

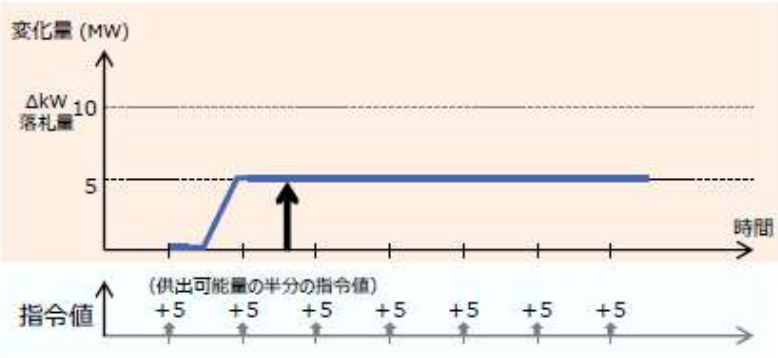
（参考）運用に関する要件の詳細(7/9)

⑥「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。

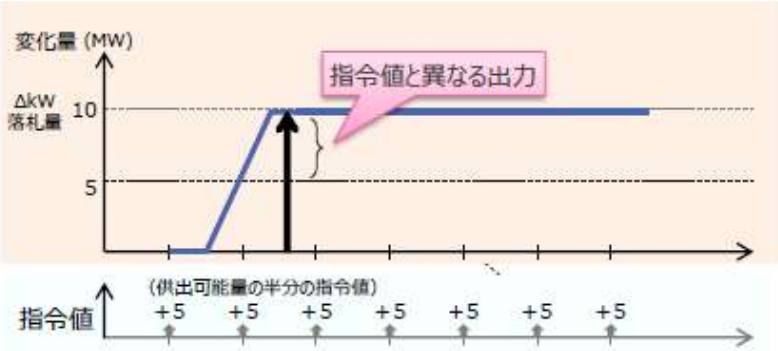
指令値に追従できているケース

○



指令値に追従できていないケース

×



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

三次②	三次①	二次②	二次①	一次	複合

取引規程 第2章 第13条

（参考）運用に関する要件の詳細(8/9)

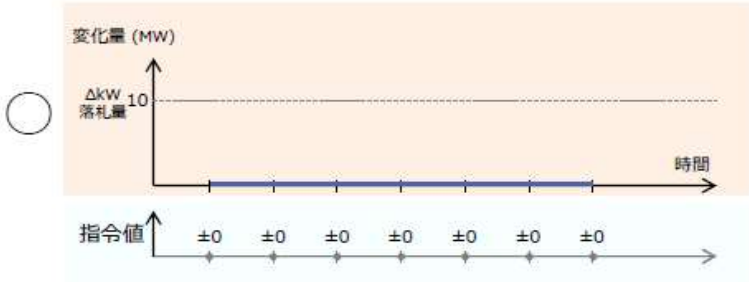
修正

⑥「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」

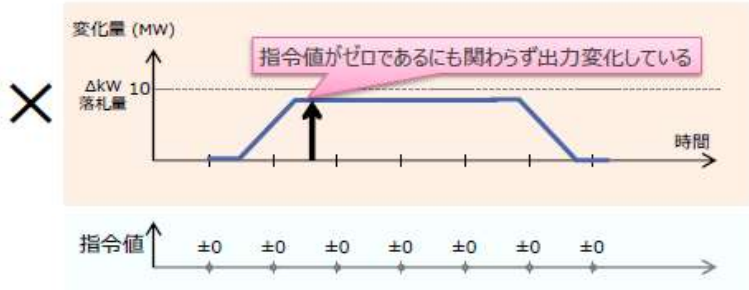
例　三次調整力②

(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。
簡易指令システムの場合で、約定ブロックの対象コマの開始時間の60分前までに指令がない場合の指令値はゼロとします。ただし、予定している三次調整力②の取引開始が2025年３月31日までの実需給を対象とする場合は、約定ブロックの対象コマの開始時間の45分前までに指令がない場合の指令値はゼロとします。

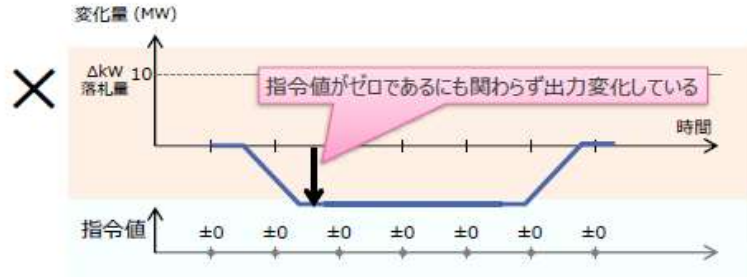
出力指令値（指令値ゼロ）に追従できているケース



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



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

取引規程 第2章 第13条

（参考）運用に関する要件の詳細(9/9)

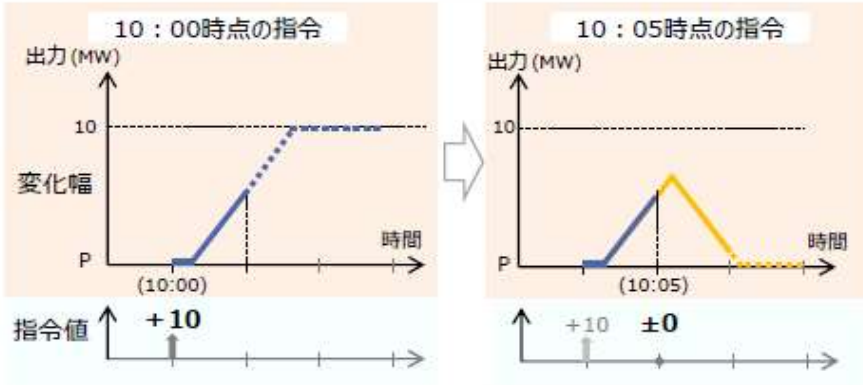
⑥「提供期間において、ΔkW約定量の範囲内で属地TSOからの指令に従い調整を行うこと」※1

※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。

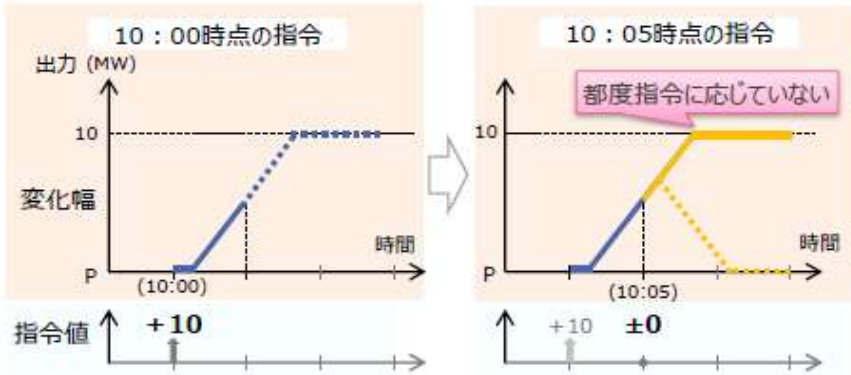
指令値に追従できているケース

○



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。

ただし、予定している三次調整力②の取引開始が2025年３月31日までの実需給を対象とする場合は、指令値変更は指令対象時間の45分前までに行い、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375～378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

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

取引規程 第2章 第13条

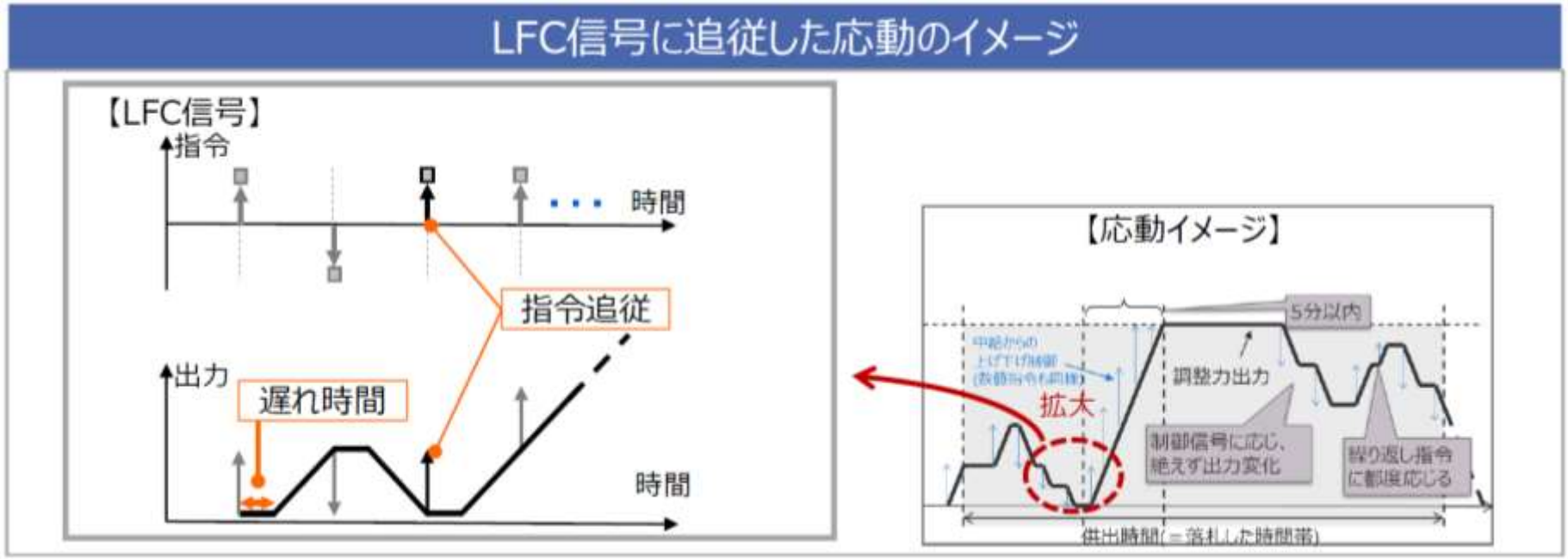
1-2. リソース等が満たすべき要件　b. 対象リソースに関する要件

修正

- 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。
    - 現在、発電所単位で系統コードを取得されている場合で、発電所に複数のユニットが存在する場合は、属地TSOと協議のうえ、発電量調整供給契約をユニットごとに締結し直し、ユニットごとに系統コードを取り直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。
  - ✓ 発電リソースと同一地点の需要リソースを用いて、地点単位での供出可能量が1,000kW以上となる場合は、地点単位でネガポジリスト・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。
    - 発電リソースと同一地点の需要リソースを用いて複数の地点をアグリゲートする場合（地点単位での供出可能量が1,000kW未満の地点に限ります。）ネガポジリスト・パターン単位で入札を行っていただきます。
  - ✓ 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。

取引規程 第2章 第13条

- 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。



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2章 第13条

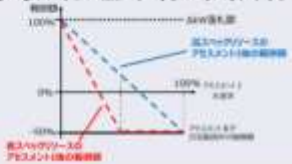
(参考)二次調整力①の遅れ時間について

- 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りうる

出所）第33回需給調整市場検討小委員会（2022.11.2）資料3をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2022/files/jukyu_shijyo_33_03.pdf

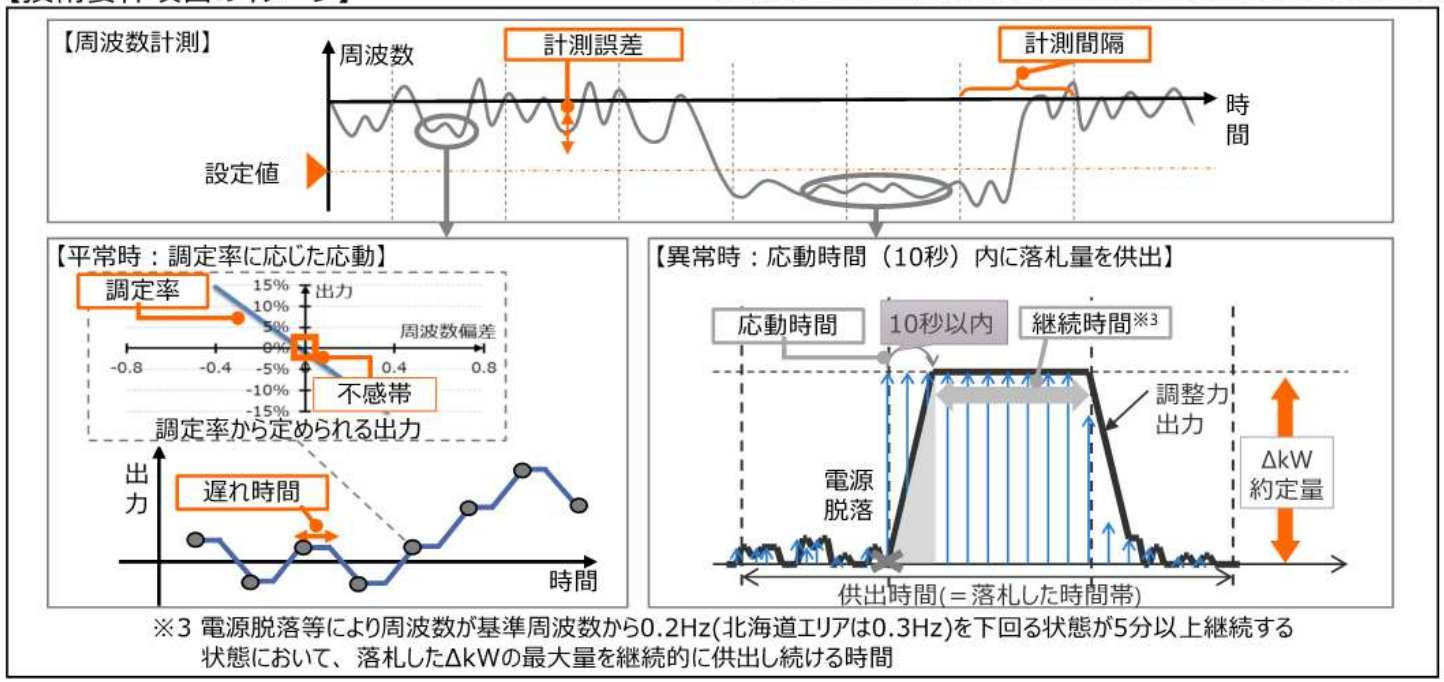
1-2. リソース等が満たすべき要件　b. 対象リソースに関する要件(3/4)

● 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	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】



※3 電源脱落等により周波数が基準周波数から0.2Hz(北海道エリアは0.3Hz)を下回る状態が5分以上継続する状態において、落札したΔkWの最大量を継続的に供出し続ける時間

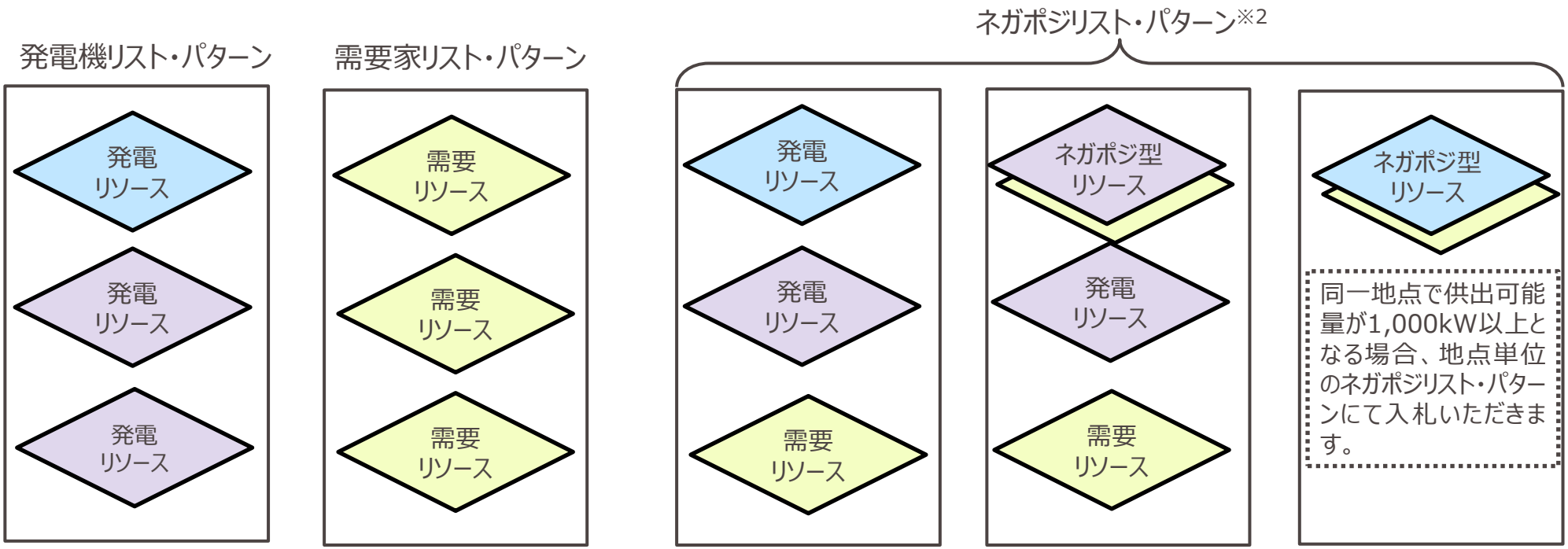
出所）第28回需給調整市場検討小委員会（2022.2.24）資料3−3をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2021/files/jukyu_shijyo_28_03_03.pdf

取引規程 第2章 第13条

● 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）
- 契約受電電力1,000kW未満の発電リソース
- 需要リソース
- 地点単位の供出可能量が1,000kW以上のネガポジ型リソース
- 地点単位の供出可能量が1,000kW未満のネガポジ型リソース

【各リスト・パターンの例】



※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。

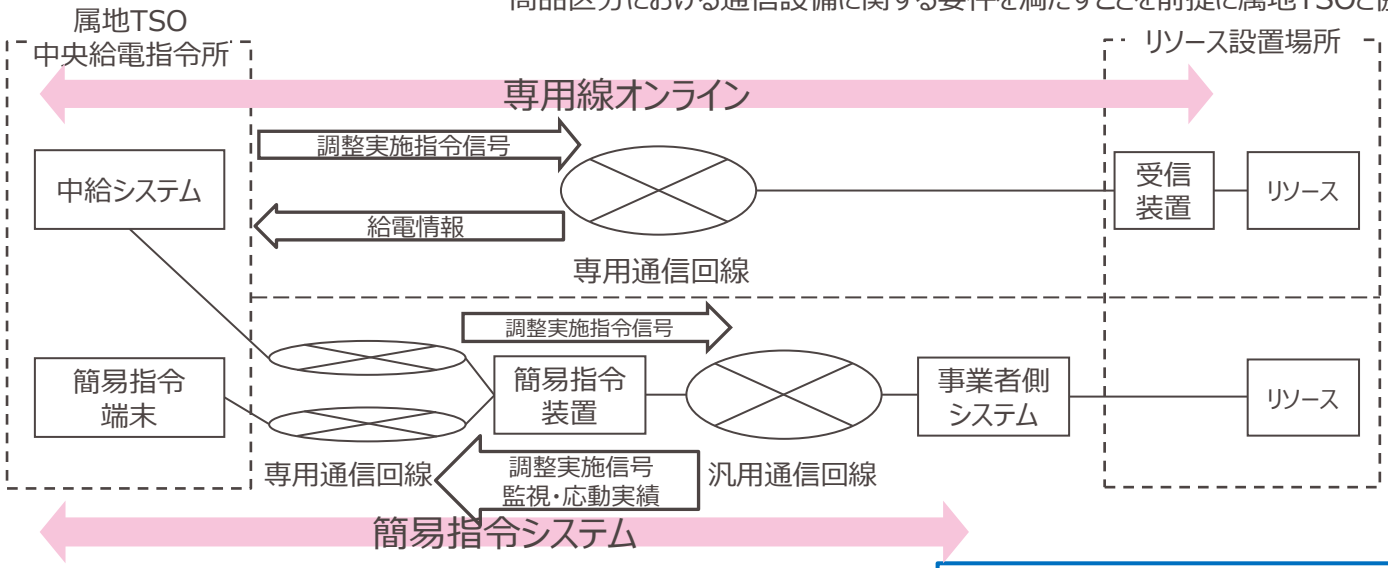
取引規程 第2章 第13条

1-2. リソース等が満たすべき要件　c. 通信設備に関する要件(1/9)

- 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にて接続するか、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、専用線オンラインによる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、簡易指令システムにて接続する場合、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。



取引規程 第2章 第13条

1-2. リソース等が満たすべき要件　c. 通信設備に関する要件(2/9)

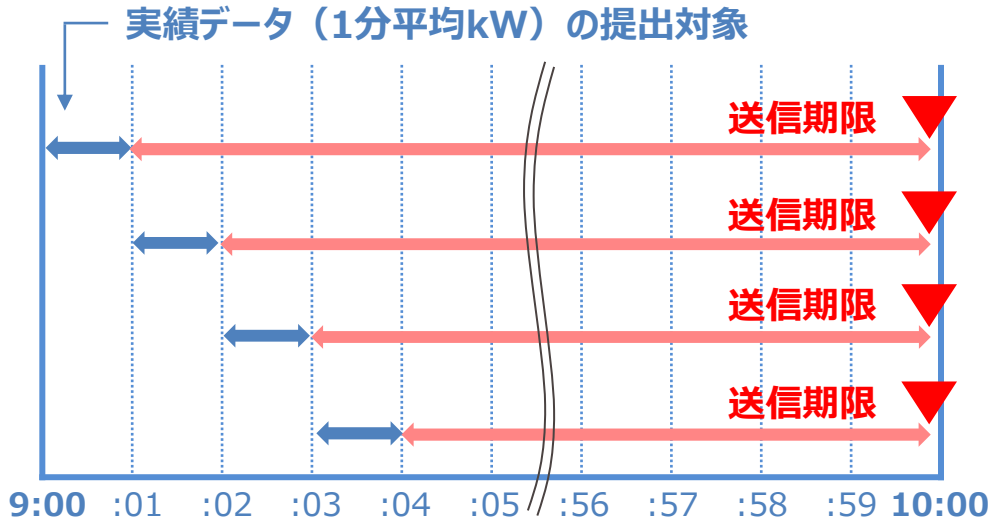
- 簡易指令システムおよび専用線オンライン※を用いたリソースの実績データは、以下の理由から、TSOが指定した時刻までに送信していただきます。
  - ✓ TSOにおいても実績データをもとに応動監視し、周波数維持を行う必要があること。
  - ✓ 実績データの不正防止のため、可能な限りすみやかに送信いただく必要があること。
- なお、データ伝送に関連するシステム異常により送信不可となった場合は、TSOから依頼があった日の翌営業日までに提出いただくこととします。

※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。

【実績データの送信期限】

	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施設する場合＞



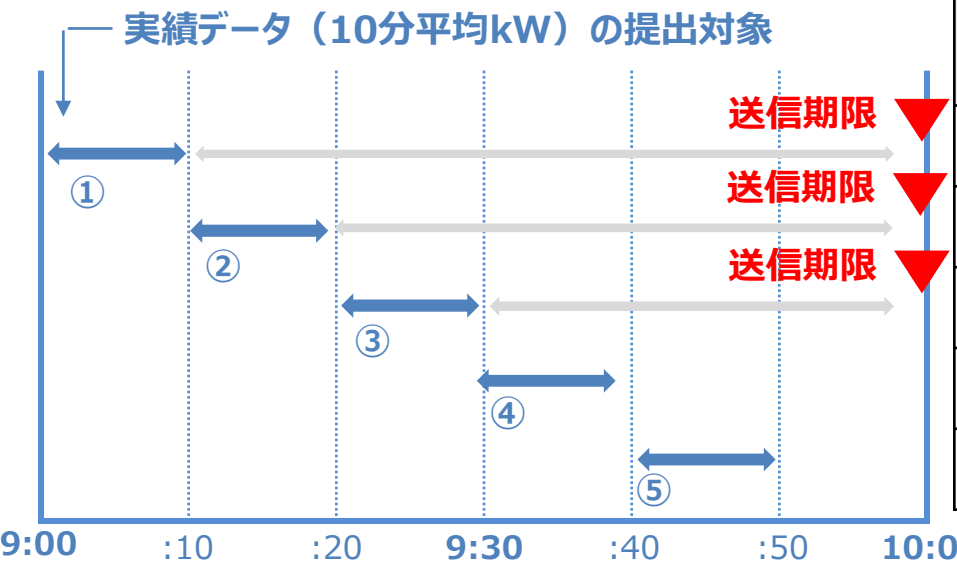
取引規程 第2章 第13条

1-2. リソース等が満たすべき要件　c. 通信設備に関する要件(3/9)

- 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

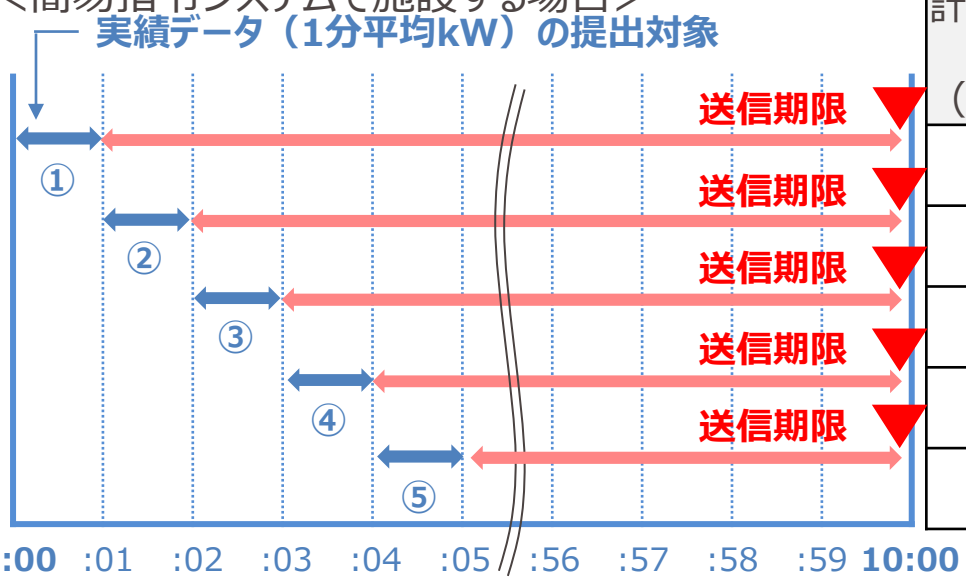
取引規程 第2章 第13条

1-2. リソース等が満たすべき要件　c. 通信設備に関する要件(4/9)

- 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施設する場合＞



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	09:01:00	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

※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。

※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

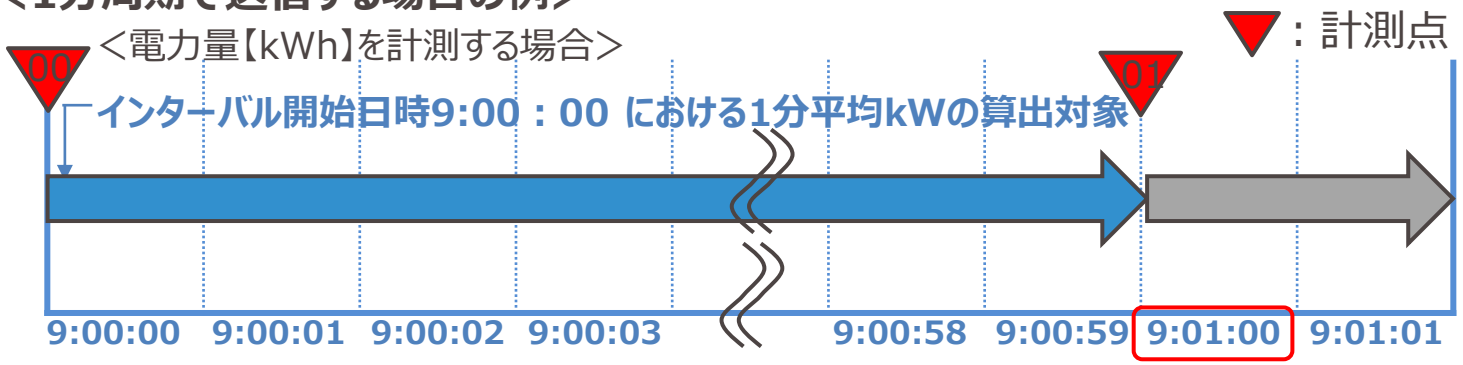
取引規程 第2章 第13条

1-2. リソース等が満たすべき要件　c. 通信設備に関する要件(5/9)

- 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＞

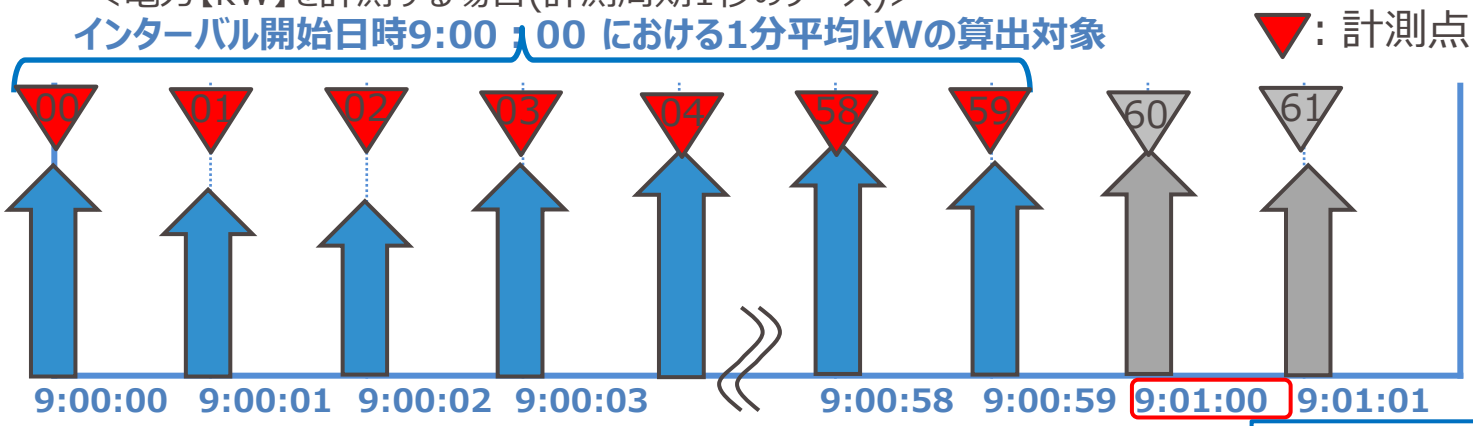
＜電力量【kWh】を計測する場合＞



▼：計測点

インターバルレポート開始時刻は『09:00:00』のデータは、▼『09:01:00』と▼『09:00:00』の計測値kWhの差分をkWに変換。

＜電力【kW】を計測する場合(計測周期1秒のケース)＞



▼：計測点

インターバルレポート開始時刻『09:00:00』のデータは、00秒から59秒までの60点のデータ(▼00 ～ ▼59)を平均し、『09:01:00』の計測値(▼60)は平均対象外。

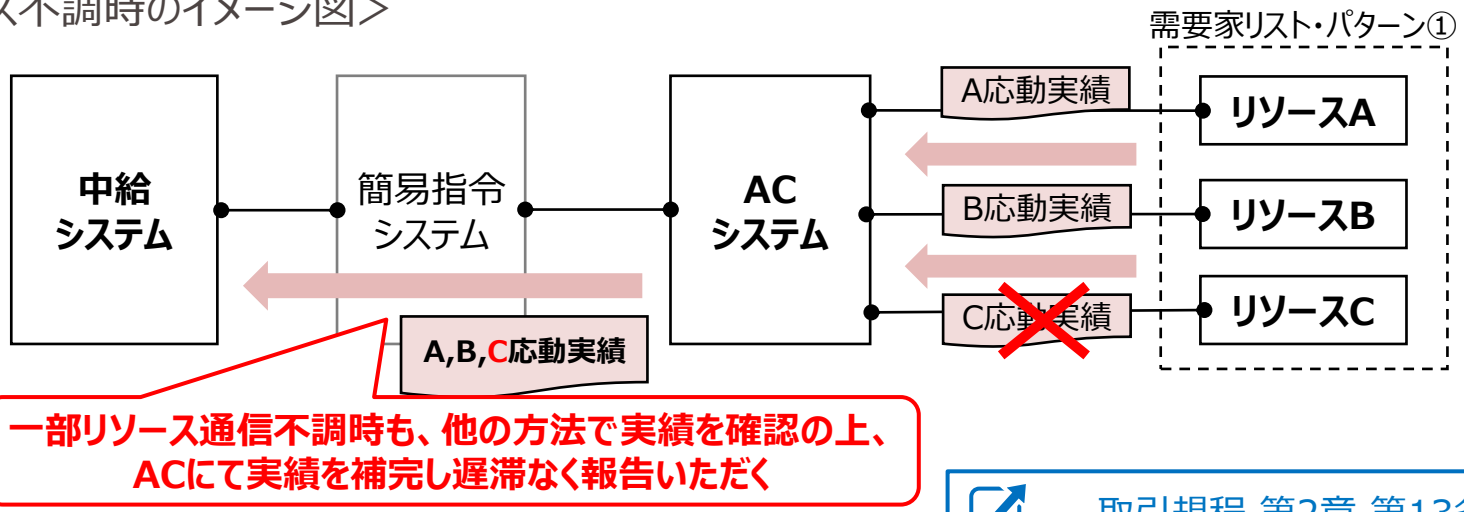
取引規程 第2章 第13条

1-2. リソース等が満たすべき要件　c. 通信設備に関する要件(6/9)

- 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27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＞



取引規程 第2章 第13条、第8章 第39条

1-2. リソース等が満たすべき要件　c. 通信設備に関する要件(7/9)

〇専用線オンライン

- 専用線オンラインで施設する場合、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52~56スライドを参照

※2　送信期限は27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。

取引規程 第2章 第13条、第14条

○簡易指令システム

● 簡易指令システムで施設する場合、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。　※1 瞬時供出電力は52~56スライドを参照 。　※2 TSOが指定する送信期限は27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

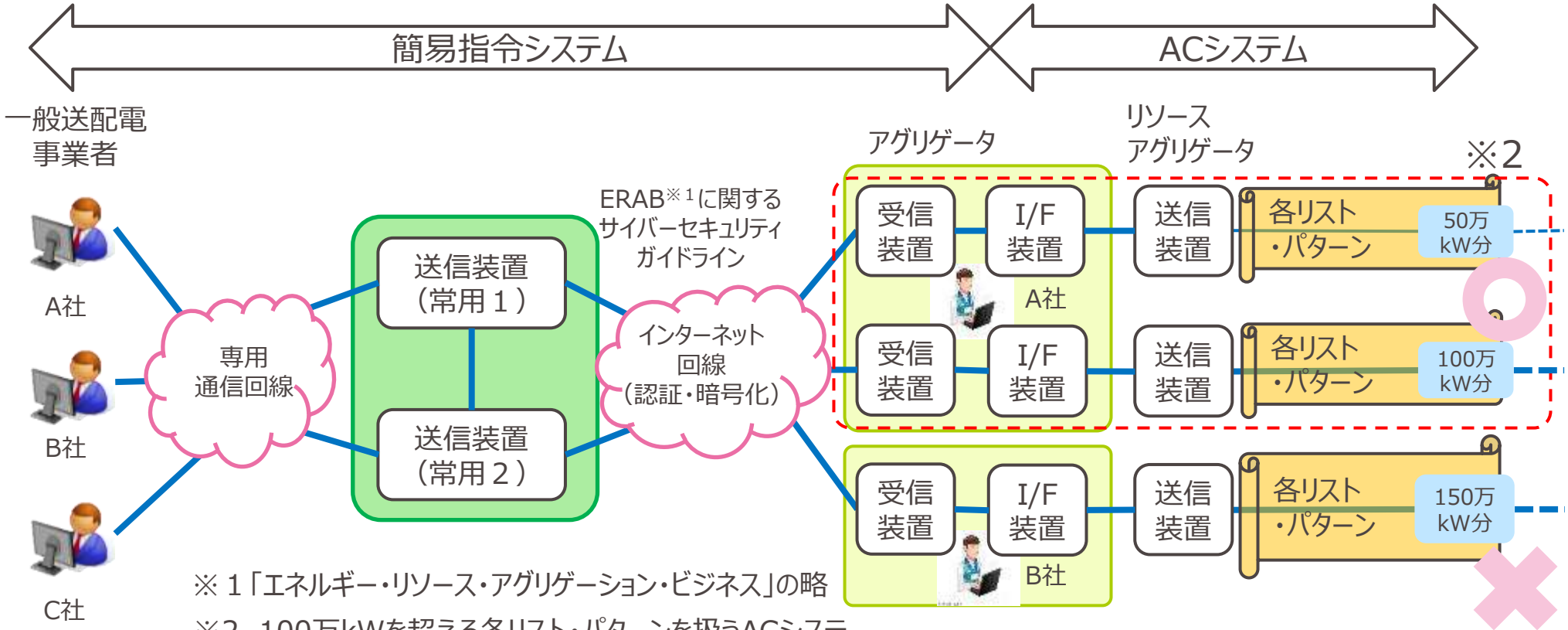
✓ 通信仕様※3… OpenADR2.0bに準拠していただく必要があります。

※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。

取引規程 第2章 第13条、第14条

1-2. リソース等が満たすべき要件　c. 通信設備に関する要件(9/9)

- 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）当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。



※１「エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネス」の略

※2　100万kWを超える各リスト・パターンを扱うACシステムは、通信回線・送受信装置を1回線当たり100万kW以下となるよう分割する必要があります。

取引規程 第2章 第13条

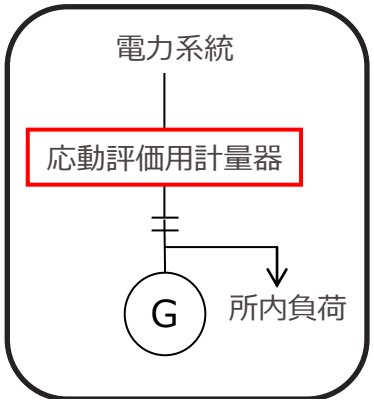
1-2. リソース等が満たすべき要件　d. アセスメントに必要な計量設備(1/10)

- 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。
- 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。（47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ます。

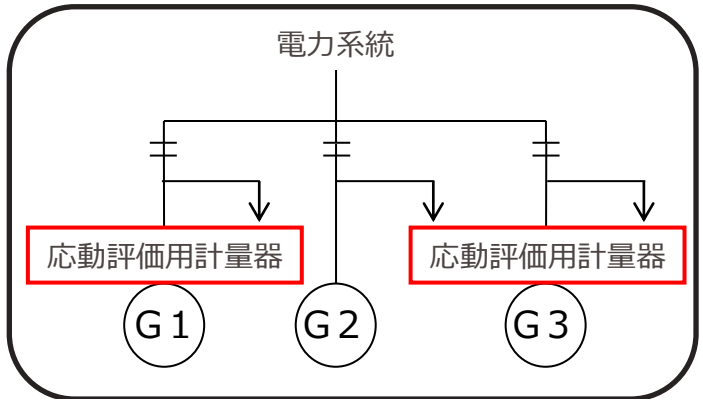
○ ΔkWの応動評価に必要な計量器の設置場所

【発電リソース】

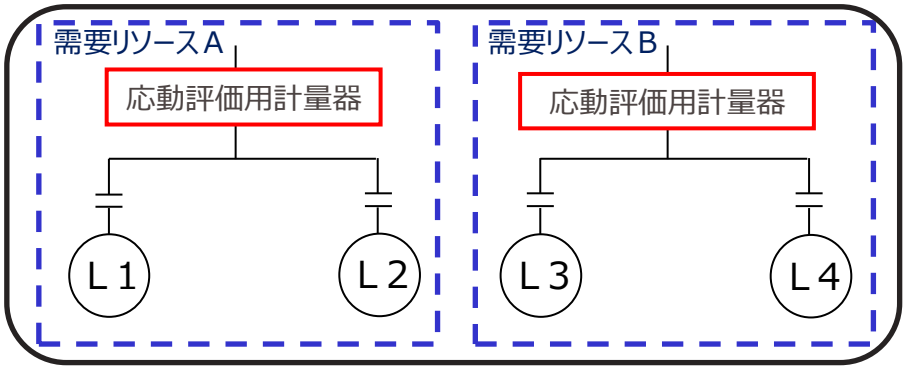
原則



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

三次②	三次①	二次②	二次①	一次	複合

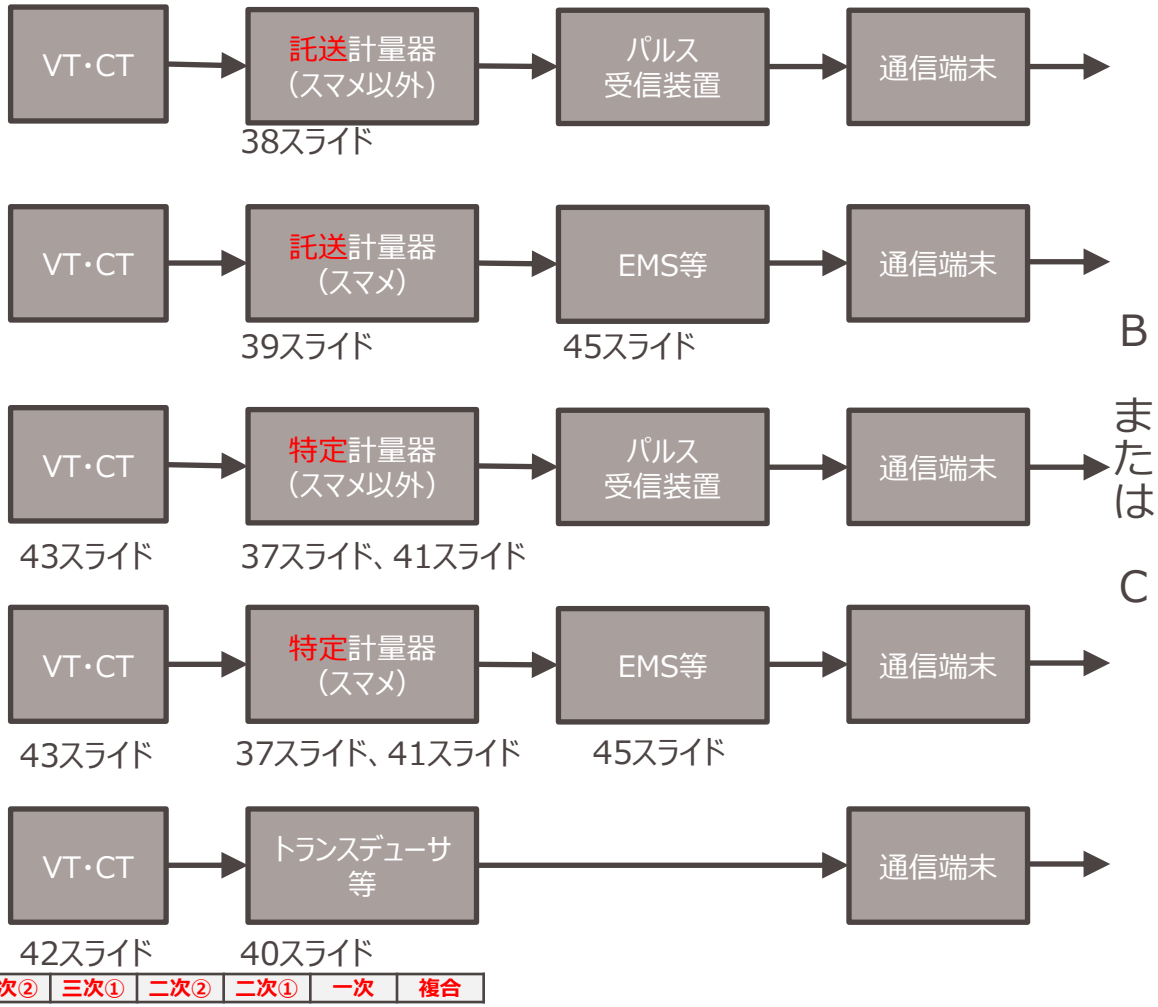
取引規程 第2章 第13条

1-2. リソース等が満たすべき要件　d. アセスメントに必要な計量設備(2/10)

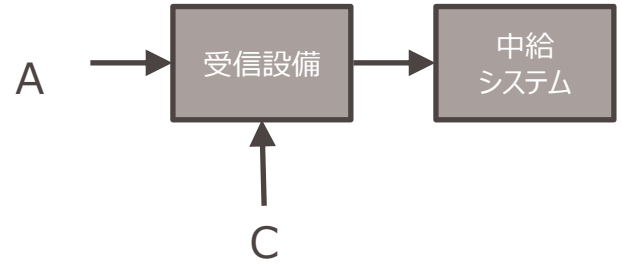
● 本スライド以降で計量設備に関する要件の該当部分は、設備形態により下図のとおりとなります。

リソース側設備（A）

46スライド
47スライド
48スライド

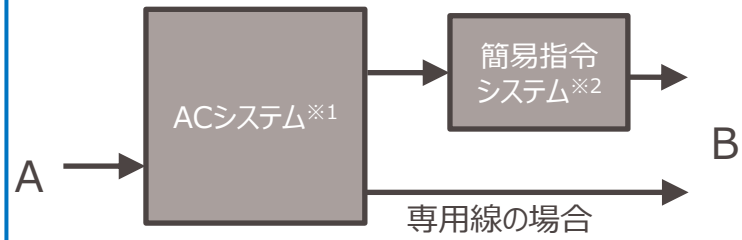


TSO側設備（B）



アグリゲータ設備（C）

49スライド
51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

取引規程 第2章 第13条

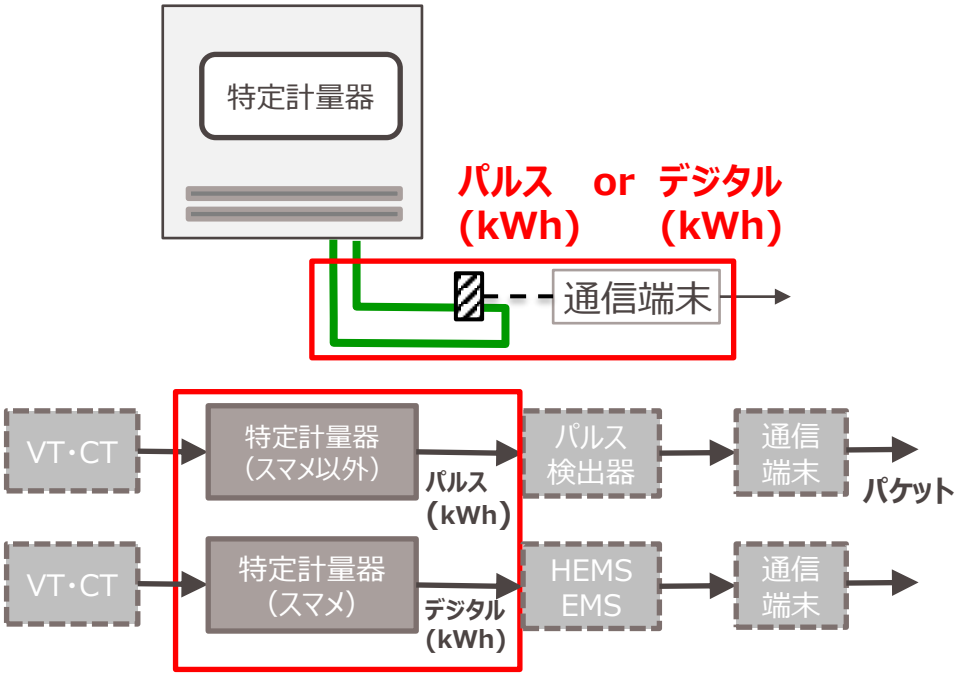
d. アセスメントに必要な計量設備(3/10)

- 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）、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（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（スマメ）よりデジタル値(kWh)を取得し、kWを算定する方式※2

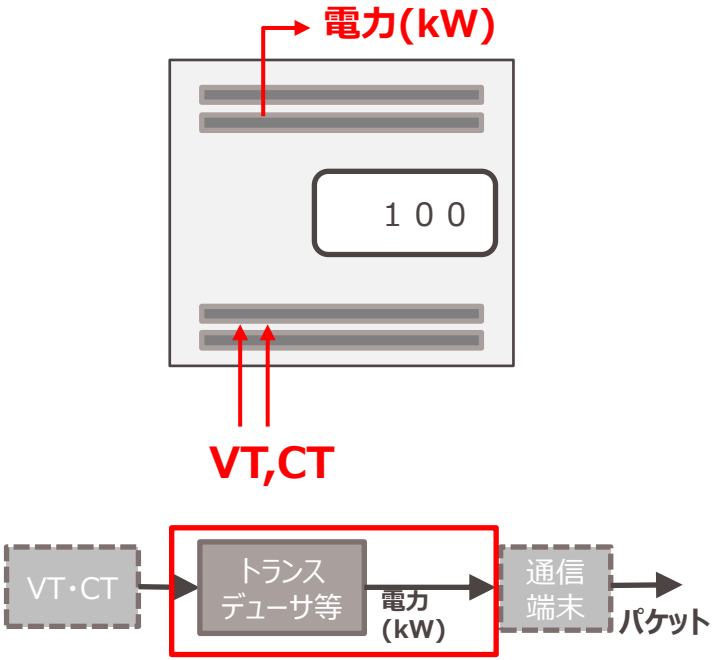
※1　本方式については、主にスマメ以外が想定されることから、特定計量器（スマメ以外）と記載
※2　本方式については、主にスマメが想定されることから、特定計量器（スマメ）と記載



kWへの具体的な算定方法は45スライド参照

＜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

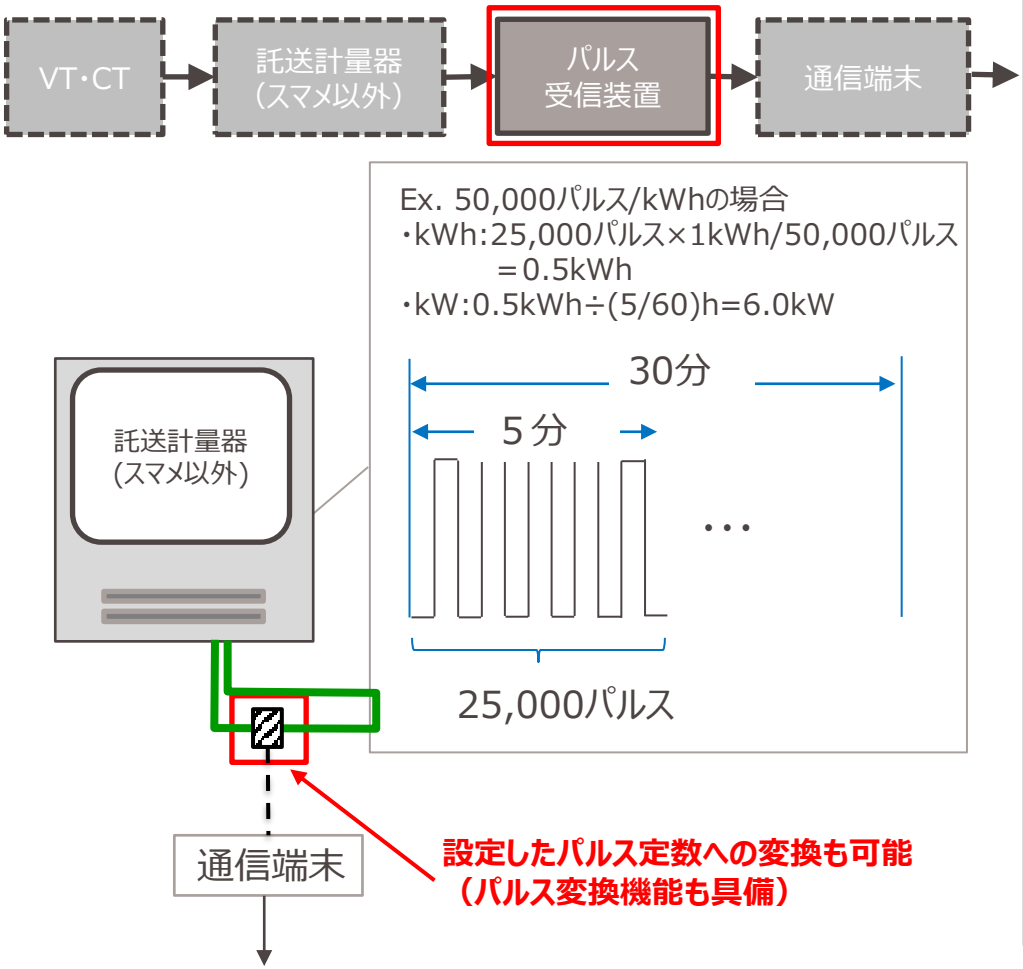


取引規程 第2章 第13条

1-2. リソース等が満たすべき要件　d. アセスメントに必要な計量設備(4/10)

- 「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。内容についてご承諾いただけた場合は、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らせていただきます。
・パルス提供開始にともなう接続作業時、需要者さまの立会は原則省略させていただきます。
・サービス契約の申込みにつきましても、新規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。

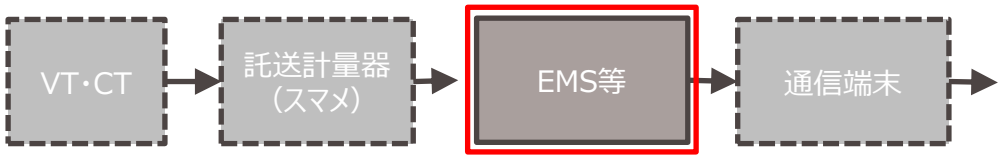
電力の遠隔測定用装置（以下「テレメータ」といいます）の設置に伴う保守・運用等に関しての確認事項

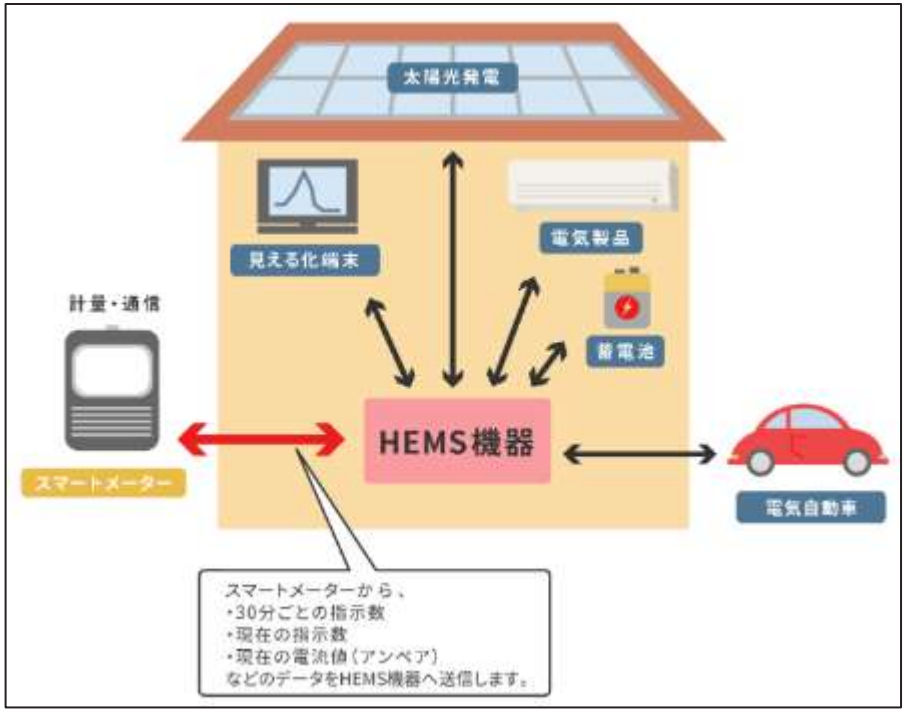
1. テレメータの設置
① テレメータ（デマンドコントローラ含む）の設置は、パルス検出部からパルス変換部に至る連絡線も含めて、甲の負担で甲が設置するものとします。
② パルス検出部の設置にあたって乙の配線の変更を要する場合は、両種の電線を甲が提供し乙が張替えるものとします。
2. テレメータの保守
テレメータの保守は1、①の「連絡線」も含めて甲が行なうものとします。
3. パルス提供対象の計量器等の取替・改修
パルス提供対象の計量器の取替および計量器配線等の改修等に伴うパルス検出部および連絡線の取付け、取外しおよび位置変更等は、乙の取替・改修等と同時に甲の負担により甲が行なうものとします。
4. そ の 他
乙に故意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。
5. 計 量 値
電力量計の計量値は、甲のテ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。
6. 提供パルス定数
乙が提供するパルスは、50,000パルス（低圧スポットネットワーク方式の場合は、12,500パルス）とします。
7. 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、甲が複数回路のパルス提供を希望する場合は、甲の設備費にて甲が分配するものとします。

取引規程 第2章 第13条

d. アセスメントに必要な計量設備(5/10)

- 「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45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（商号等）名、ご使用場所、電話番号といった個人情報は、当社の個人情報ポリシー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事業法第２８条第１項の規定による届出を行った電気供給約款における供給区域である以下の地域（島嶼を除く）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認証を取得した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遠隔でお客さまのお屋敷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。

取引規程 第2章 第13条

1-2. リソース等が満たすべき要件　d. アセスメントに必要な計量設備(6/10)

- 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。

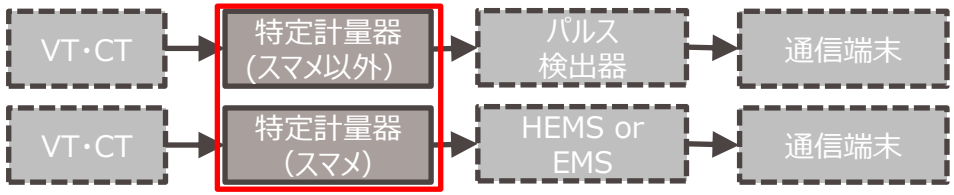
リソースの定格	階級
500kW未満	2.0級
500kW以上	1.0級
10,000kW以上	0.5級

試験内容	器差試験
試験頻度	1回/7年以内

取引規程 第2章 第13条

1-2. リソース等が満たすべき要件　d. アセスメントに必要な計量設備(7/10)

- 「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。



【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

取引規程 第2章 第13条

1-2. リソース等が満たすべき要件　d. アセスメントに必要な計量設備(8/10)

- 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

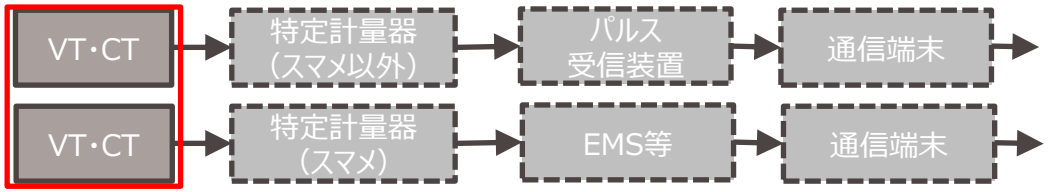
試験内容	負担測定・外観点検等
試験頻度	1回/21年以内 （２次側を変更した場合は都度、負担測定の実施と記録を行うこととし、変更後の負担が誤差保証範囲を超えた場合は試験を行うこと）

取引規程 第2章 第13条

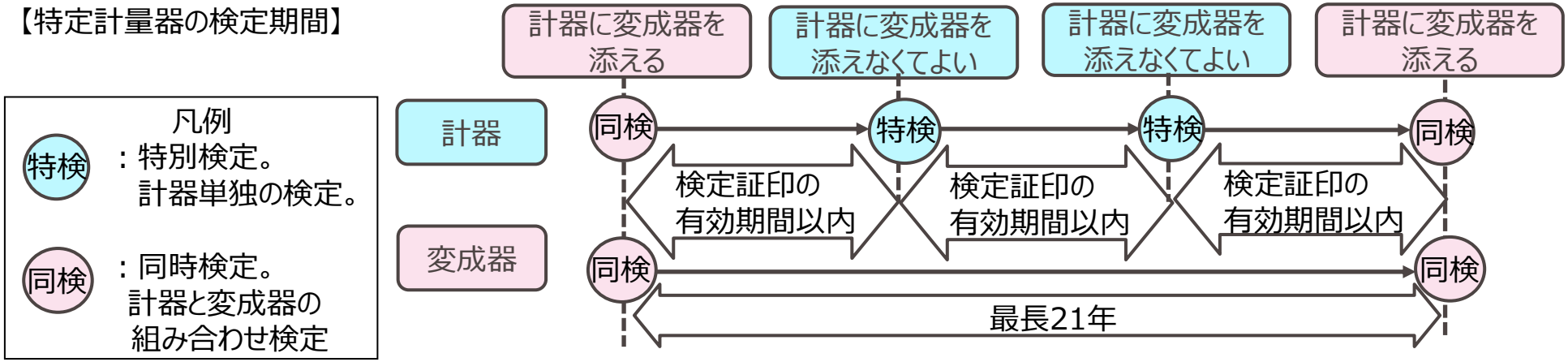
1-2. リソース等が満たすべき要件　d. アセスメントに必要な計量設備(9/10)

- 「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



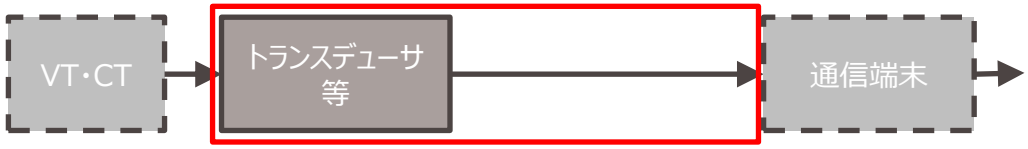
【特定計量器の検定期間】



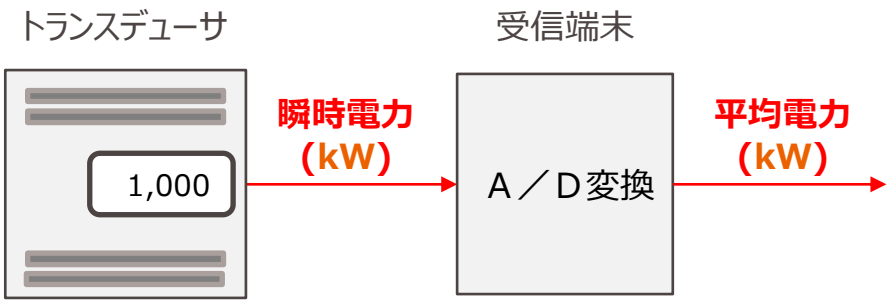
取引規程 第2章 第13条

1-2. リソース等が満たすべき要件　d. アセスメントに必要な計量設備(10/10)

- 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

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

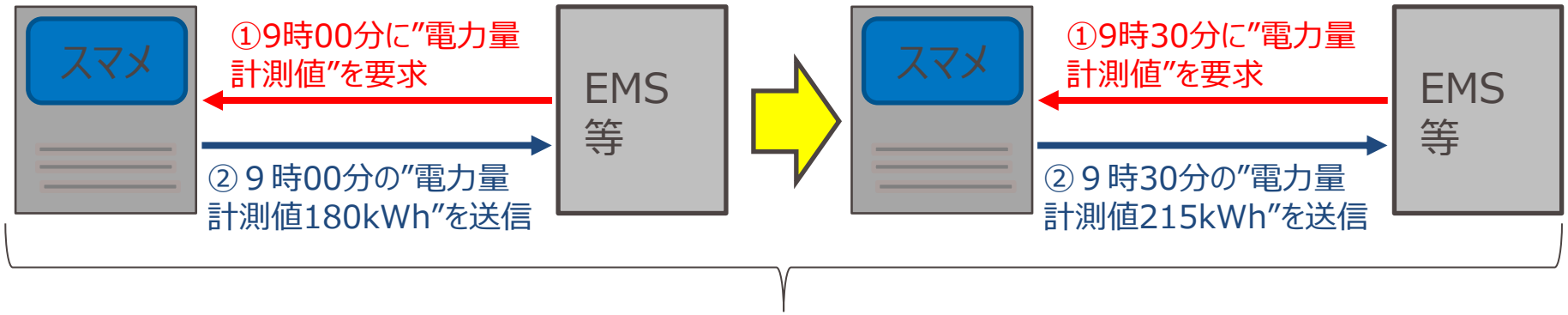
	サンプリング周期		
	1秒ごと	5秒ごと	10秒ごと
1	1,000	1,000	1,000
2	1,100		
3	1,200		
4	1,300		
5	1,400		
6	1,500	1,500	
7	1,600		
8	1,700		
9	1,800		
10	1,900		
平均	1,450	1,250	1,000

取引規程 第2章 第13条

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(1/4)

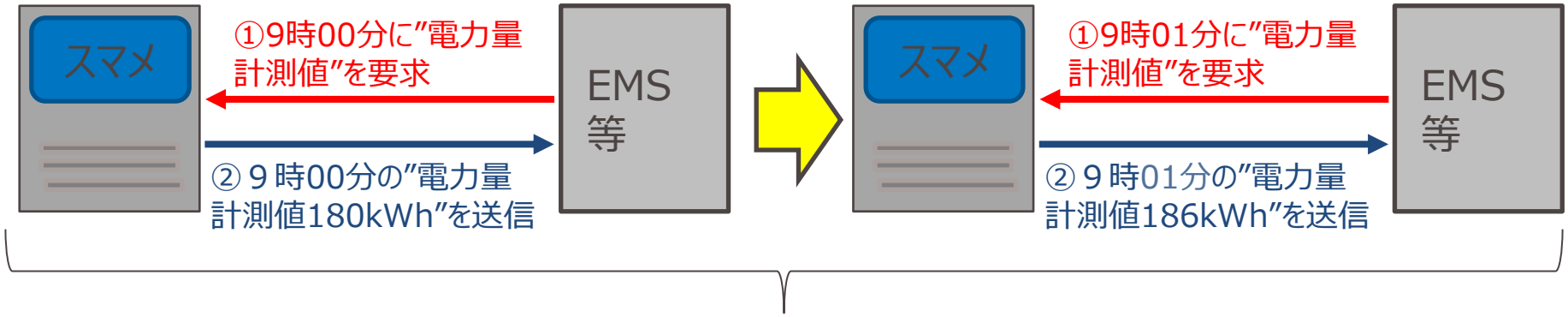
- パルスやデジタル値により電力量を取得できる計量器の場合、送信周期に合わせ計量値を取得し、その周期における平均電力（kW）を算出します。この値が補正計測電力となります。

〇30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、215kWh－180kWh=35kWh
9時00分から9時30分の30分平均電力kWは、35kWh÷30×60＝70kW

〇1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、186kWh－180kWh=6kWh
9時00分から9時01分の1分平均電力kWは、6kWh÷1×60＝360kW

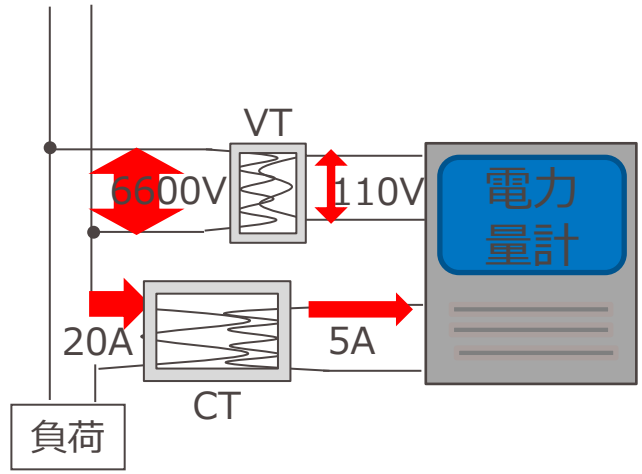
取引規程 第2章 第13条

(参考) 合成変成比の乗算処理

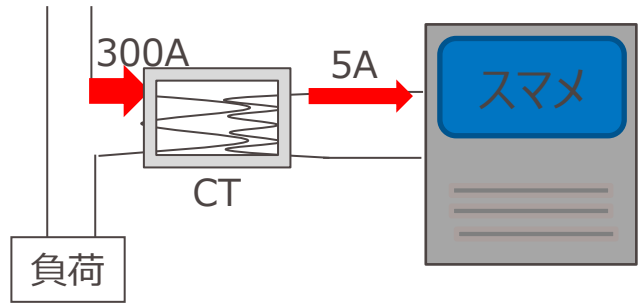
- 変成器を介して計量している電力量計においては、計量された電力量に合成変成比（合成変成比＝変圧比×変流比）を乗じた値が、45スライドの電力量計測値となります。

○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。

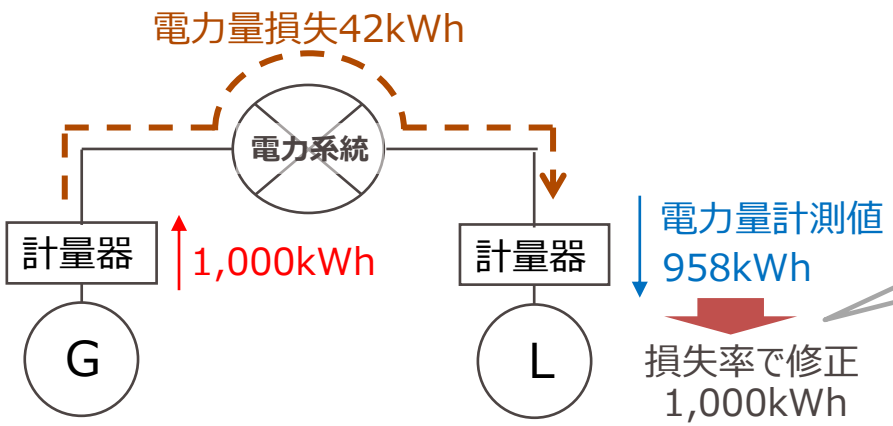


取引規程 第2章 第13条

(参考) 約款損失率で修正した補正計測電力の算出

- 需要リソースの場合、46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。

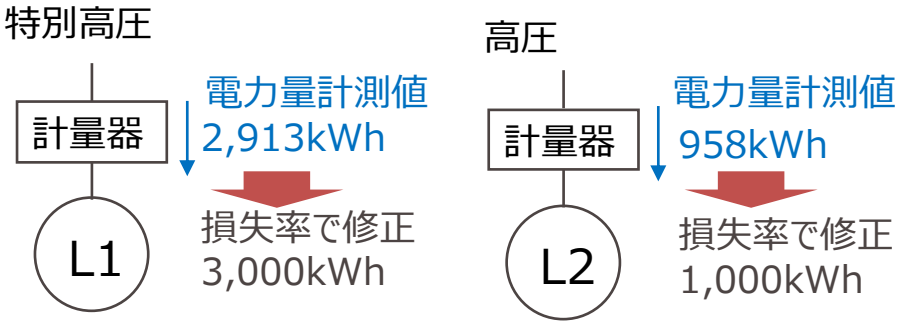
○実績電力量と電力量損失について



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

※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



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）

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

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

合計値

＝3,000+1,000=4,000kWh

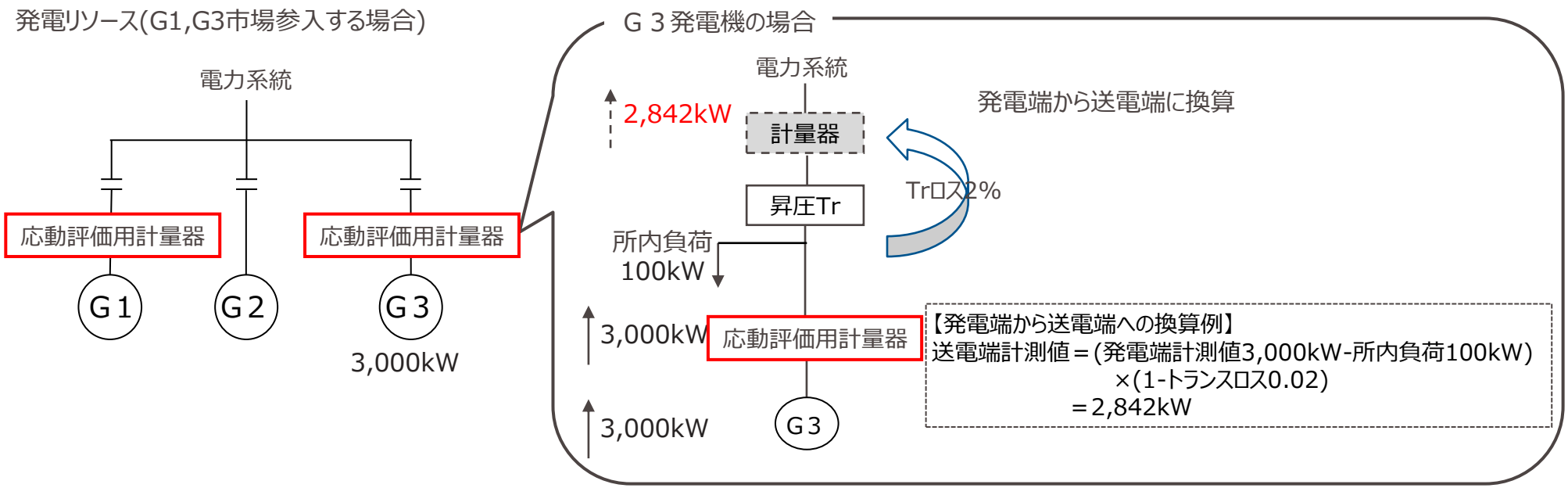
※1　損失率については、属地エリアの託送供給等約款で定める最新の値を適用いただきます。

取引規程 第2章 第13条

(参考)リソース等が満たすべき要件

- 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。

○トランスデューサ等で計量する場合

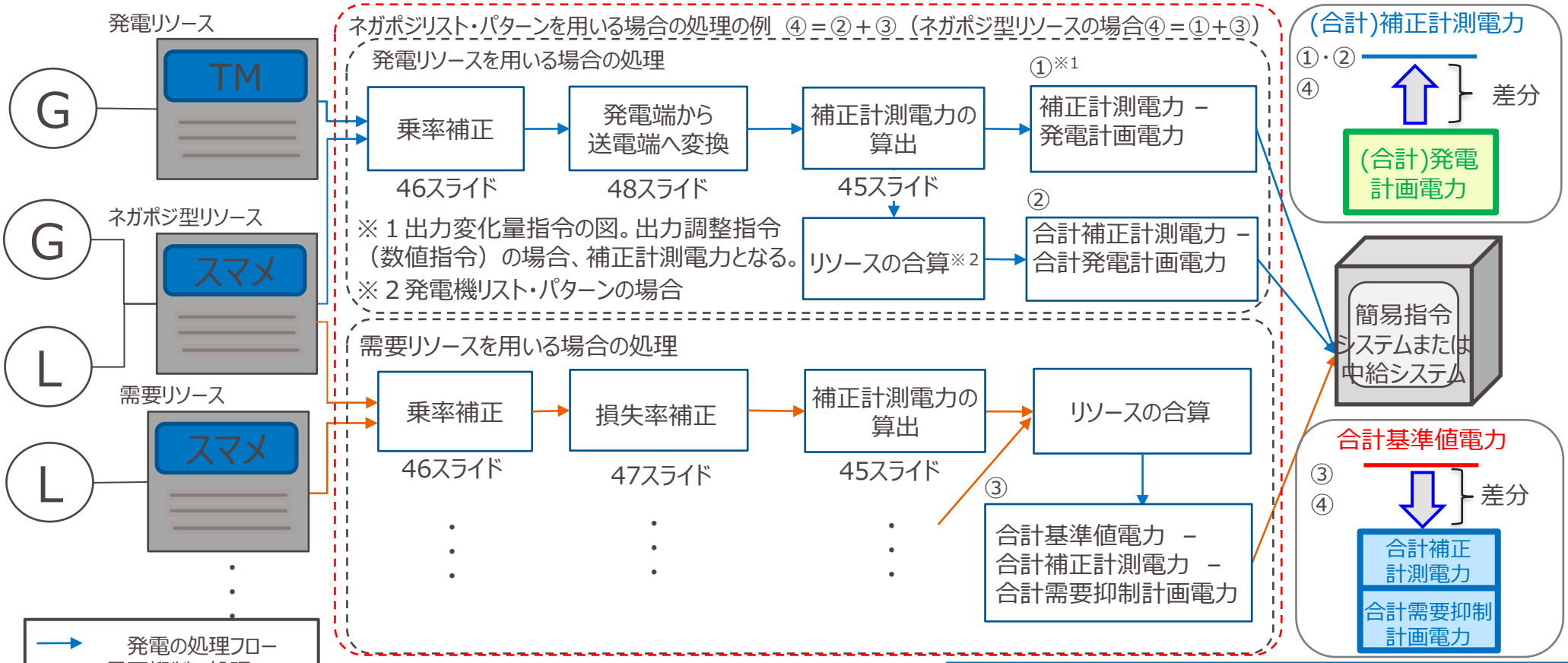


取引規程 第2章 第13条

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(2/4)

- 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。（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52～56スライド参照

① 単独発電機：補正計測電力から発電計画電力を差し引いた値（出力調整指令（数値指令）の場合、補正計測電力）
② 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
③ 需要家リスト・パターン：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
④ ネガポジリスト・パターン：発電リソースにおける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と合計基準値電力から需要リソースにおける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を合計した値（ネガポジ型リソースを含む）



三次② 三次① 二次② 二次① 一次 複合

取引規程 第2章 第13条

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(3/4)

- 専用線オンラインで施設する場合、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52～56スライド参照

取引規程 第2章 第13条

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(4/4)

- 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施設する場合、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施設する場合、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施設する場合＞

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 （33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ついては、前もって属地TSOにお問い合わせください。

取引規程 第2章 第13条

(参考)商品区分および入札単位ごとの瞬時供出電力（1/5）

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５：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６：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７：ネガポジリスト・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

(参考)商品区分および入札単位ごとの瞬時供出電力（2/5）

<table>
<tr><th colspan="2">商品区分注1</th><th>(1) 三次調整力②</th><th>(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）</th><th>(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）</th><th>(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）</th><th>(5) 一次調整力</th></tr>
<tr><td colspan="2"></td><td colspan="2">簡易指令システム</td><td colspan="2">－</td><td>オフライン</td></tr>
<tr><td rowspan="3">単独発電機</td><td>出力増減指令（接点信号）</td><td>－</td><td>－</td><td colspan="3" rowspan="3">－</td></tr>
<tr><td>出力調整指令（数値指令）</td><td>補正計測電力</td><td>補正計測電力</td></tr>
<tr><td>出力変化量指令</td><td>補正計測電力から発電計画電力を差し引いた値</td><td>補正計測電力から１分発電計画電力を差し引いた値</td></tr>
</table>

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５：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６：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７：ネガポジリスト・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

(参考)商品区分および入札単位ごとの瞬時供出電力（3/5）

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		合計補正計測電力から１秒発電計画電力注5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５：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６：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７：ネガポジリスト・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

(参考)商品区分および入札単位ごとの瞬時供出電力（4/5）

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	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	属地周期基準値電力（事前予測型）注4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（事前予測型）注6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
	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

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５：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６：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７：ネガポジリスト・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）

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
ネガポジリスト・パターン注7	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		合計補正計測電力から１秒発電計画電力注5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	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	属地周期基準値電力（事前予測型）注4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（事前予測型）注6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
		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

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５：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６：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７：ネガポジリスト・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。

三次②	三次①	二次②	二次①	一次	複合

取引規程 第2章 第13条

２．具体的な方法と注意事項

２－１．市場参入･資格審査

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、送配電網協議会需給調整市場運営部の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※いただく必要がございます。

  ※入札を計画されているエリアに関わらず、TSOより業務委託されている送配電網協議会需給調整市場運営部に提出ください。（エリアごとに提出いただく必要はありません。）

【送配電網協議会需給調整市場運営部のHPよりダウンロード・記入いただく帳票】

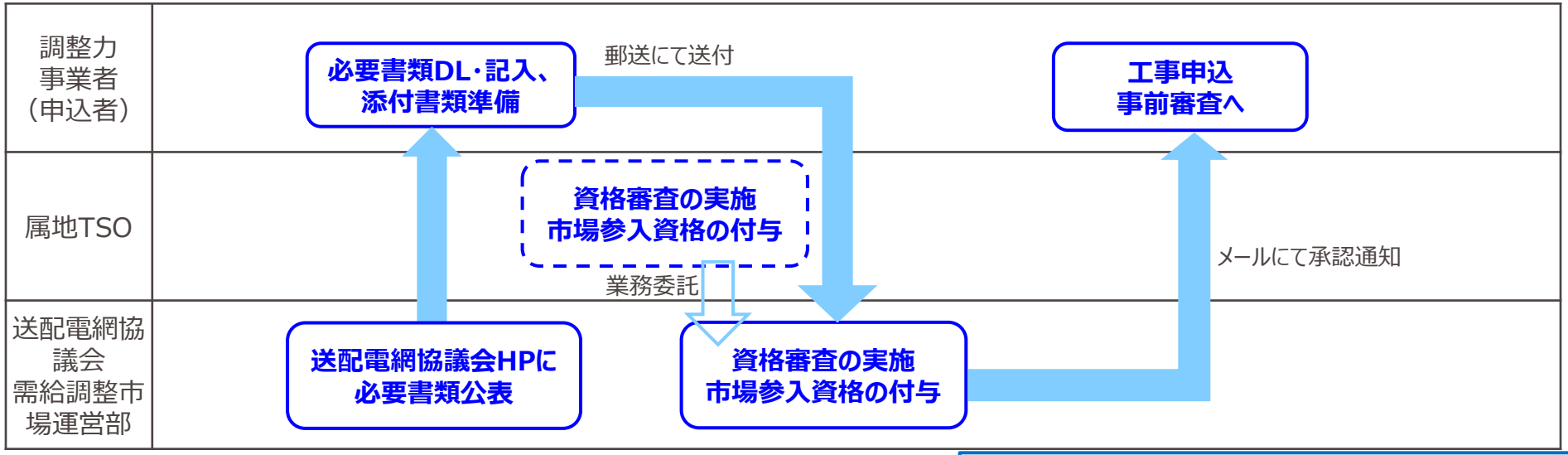
①需給調整市場参加申込書　②取引会員適格誓約書　③純資産額調書

【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、送配電網協議会需給調整市場運営部より事業者へ「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。

取引規程 第2章 第7条、第8条

２－２．事前審査（共通）

2-2. 事前審査　a. 事前提出

- 取引会員は、事前審査および本市場における取引に必要となる関係諸元として、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。

取引規程 第２章 第17条

（参考）需給調整市場システム運用開始後の事前審査時に登録いただくデータ

● 事前審査に向けて、取引会員にて以下のデータをシステムに登録していただきます。

データ名・データ項目	補足	内容
①事業者概要データ	システムの画面に入力 あるいは 入力支援ツールの出力をシステムで読み込み	開始日、事業課税標準、収入割相当率、金融機関名、店舗名、金融機関コード、店舗コード、預金種別、口座番号、口座名義、口座名義（カナ）、支払先郵便番号、支払先住所、支払先担当部署、支払先電話番号、事業者コード、インボイス事業者登録番号 (MMSコード※1は自動で付番)
②電源等データ	システムの画面に入力 あるいは 入力支援ツールの出力をシステムで読み込み	電源等コード※2、開始日、エリア、電源等種別、電源等名称、電源等略称、住所、電話番号、契約種別、定格容量、定格電圧、所内率、機能有無(ブラックスタート、増出力運転、DSS等）、GF調定率(%)、変化速度（LFC、EDC他）、最低出力、起動パターン、停止パターン、商品区分、応動時間、継続時間、供出可能量、BGコード、系統コード、監視指令・制御方法、電源Ⅰ契約容量、VENID、Market Context、他多数
③電源等審査用データ	1ファイルのみ(zip可) 容量上限あり	電源等審査に関わる補足情報（様式15-1(電源等審査に関わる補足情報))、 事業者が準備するデータ、稼働実績データ等
④各パターン	システムの画面に入力 あるいは 入力支援ツールの出力をシステムで読み込み	電源等コード※2、開始日、パターン番号、各リスト・パターン名称、供出可能量、各リスト・パターン(④´)
④´各リスト・パターン	入力支援ツールの出力をシステムに保存	各リスト・パターンごとの各リスト (1)発電機リスト・パターン：発電機リスト (2)需要家リスト・パターン：需要家リスト (3)ネガポジリスト・パターン：発電機・需要家リスト
⑤調整単価データ	システムの画面に入力 あるいは 入力支援ツールの出力をシステムで読み込み （デフォルト値）	電源等コード※2、開始日時、終了日時、運転パターン番号、出力帯下限値(運転パターン番号ごと、最大20個、V1単価、V2単価、V4単価、abc定数）、起動費(ケース番号ごと、最大10個、停止時間、V3単価) ※V2単価、V3単価、V4単価は電源Ⅱ契約等または余力活用に関する契約を締結している場合入力が必要

※1 MMSコード：初期登録時にシステムで自動で付番される需給調整市場の取引会員を一意に識別するコード
※2 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

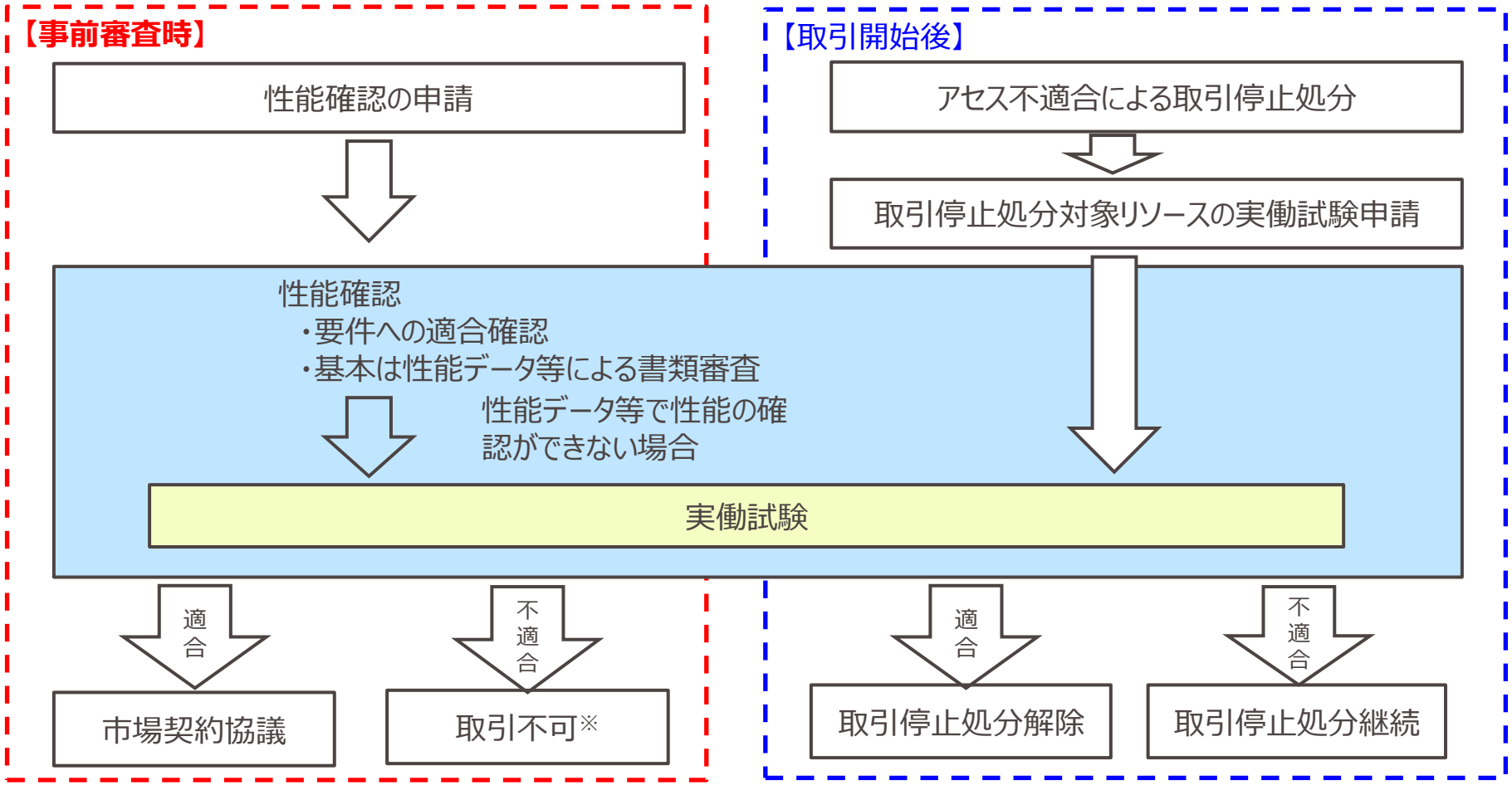
<補足>　事業者名称、事業者略称、電話番号は申込時にメールにて提出

取引規程 第２章 第17条

b. 性能確認の体系

- 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または各リスト・パターンに含まれるリソースが第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】

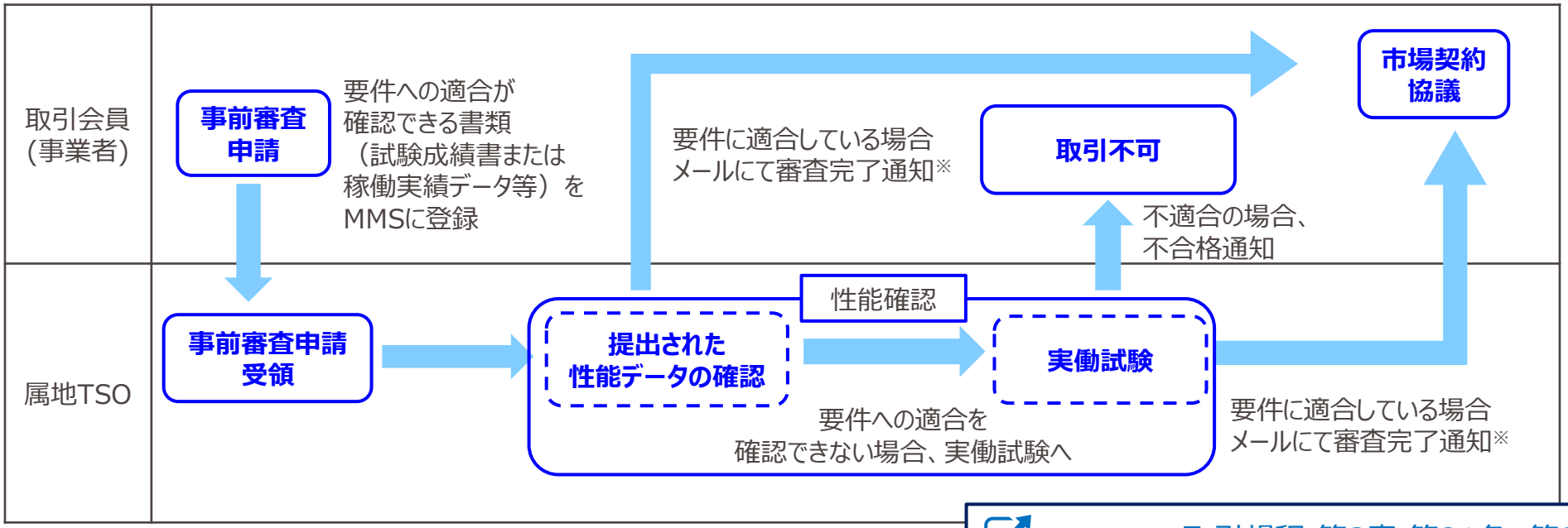


※不合格となります。事業者に再審査の意向がある場合、具体的改善を併せて示すことにより、再度、性能確認の申請を行うことは可能です。

取引規程 第3章 第21条

- 属地TSOは、希望する商品ごとに、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）に定める当該商品の要件に適合していることを、性能データにもとづき確認します。
- 性能確認は、取引会員の申請にもとづき、原則として申請受付後3ヶ月以内に実施します。
- 提出された性能データの確認の結果、要件に適合している単独発電機または各リスト・パターンは契約の締結に向けた協議を開始します。
- 第22条（確認項目）について、性能データで要件への適合を確認出来ない場合、実働試験の実施により、要件への適合を確認いたします。
- 適合していることが確認できなかった場合は、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行うことはできません。

【事前審査業務フロー概要】

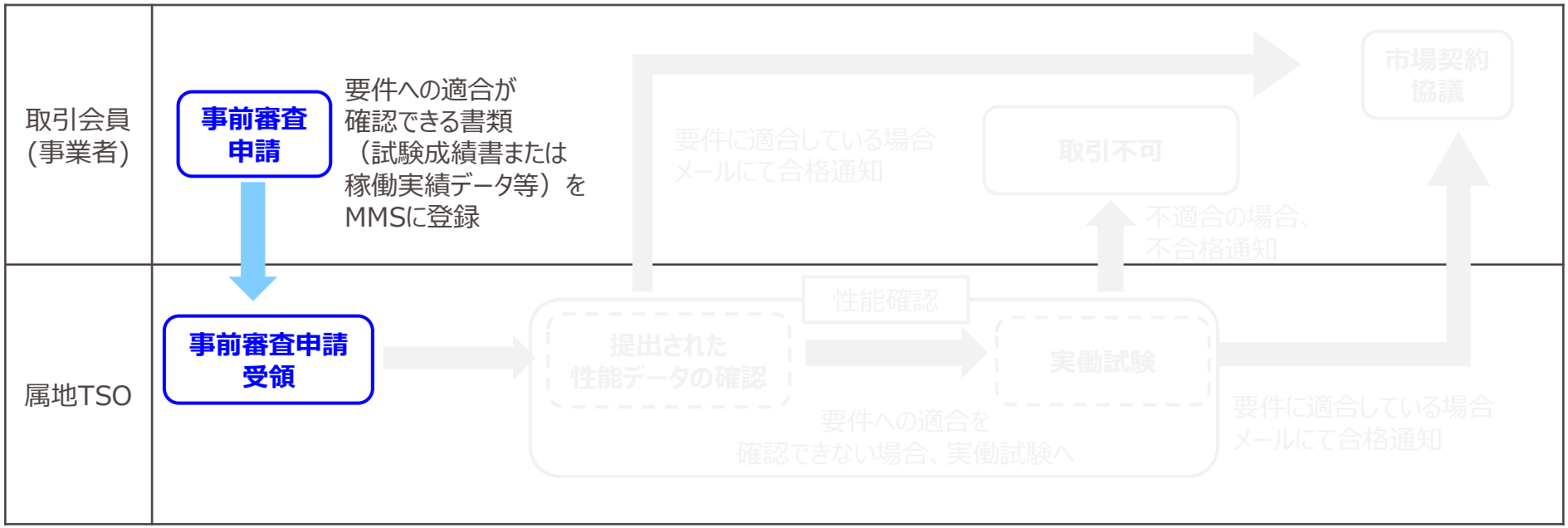


※ ＭＭＳ上での電源承認は契約締結後に行います。

取引規程 第3章 第21条、第22条

2-2. 事前審査　d. 申請

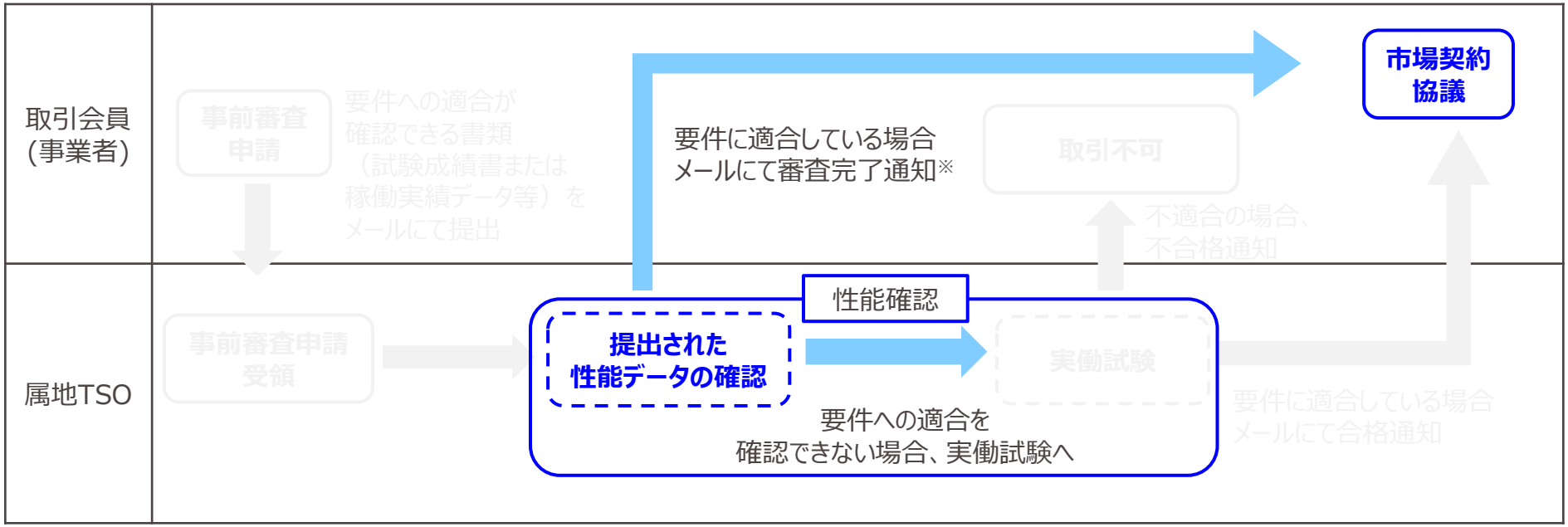
- 取引会員はMMSを通じて、61スライドに記載の関係諸元を登録および事前審査申請をしていただき、属地TSOは当該申請にもとづき希望する商品の性能確認を実施します。
- 性能確認では、提出された単独発電機または各リスト・パターンが第26条（取引対象のΔkW）に定める要件に適合していることを提出された性能データにもとづき原則３ヶ月以内に確認します。
- 提出いただく性能データは、各商品のスライドを参照ください。なお、性能データのうち稼働実績データ等については当事者以外（メーカー、請負会社等）が作成したもので現状の機能を反映した最新のものとしていただきます。ただし、実証事業等に活用したデータについては、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。



取引規程 第3章 第21条

e. 性能確認(1/8)

- 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20パターンとさせていただきます。（261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。

取引規程 第3章 第21条

2-2. 事前審査　e. 性能確認(2/8)（単独発電機）

- 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。

【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	○○○○株式会社		
系統コード	○○○○○(5桁)		
供出可能量（kW）	10,000		
データ取得日	2019/4/1		
データ取得時間	11:00	～	15:00
指令回線接続方法	簡易指令システム(出力変化量指令)		

※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

記載例①：簡易指令かつ出力変化量指令

（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2,000×2=4,000kWとなります。

○（2）はｻﾝﾌﾟﾘﾝｸﾞ周期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÷5×60=2,400kW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、当社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）発電計画電力（5分平均kW値）【送電端】

	時刻			発電計画電力（kW）
審査	11:00	～	11:05	10,000
	11:05	～	11:10	10,000
	11:10	～	11:15	・
	11:15	～	11:20	・
	11:20	～	11:25	・

（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
11:00	～	11:05	10,000	
11:05	～	11:10	10,000	
11:10	～	11:15	・	
11:15	～	11:20	・	
11:20	～	11:25	・	

（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)発電実績－(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
11:00	～	11:05	0		
11:05	～	11:10	0		
11:10	～	11:15	・		
11:15	～	11:20	・		
11:20	～	11:25	・		

取引規程 第3章 第22条、第23条

2-2. 事前審査　e. 性能確認(3/8)（アグリゲータ）

- 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。

【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	○○○○株式会社		
系統コード	○○○○○(5桁)		
パターン番号	①		
供出可能量（kW）	10,000		
データ取得日	2019/4/1		
データ取得時間	11:00	～	15:00
指令回線接続方法	簡易指令システム(出力変化量指令)		

※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画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2,000×2=4,000kWとなります。

○（２）はｻﾝﾌﾟﾘﾝｸﾞ周期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÷5×60=2,400kW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、当社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）
11:00	～	11:05	10,000

（２）発電実績（5分平均kW値）【送電端】

時刻			発電実績（kW）
11:00	～	11:05	10,000

（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)発電実績－(1)	指令量（kW）
11:00	～	11:05	0	

取引規程 第3章 第22条、第23条

e. 性能確認(4/8)

- 需要家リスト・パターンへの記載項目と利用用途は以下のとおりです。
- なお、落札結果等、市況分析に必要な項目については、電力・ガス取引監視等委員会における検討次第で変更となる可能性があります。

記載項目	利用用途
供給地点特定番号	アグリゲータのリソースを特定するため。
需要家名称および所在地	供給地点特定番号は22桁の数字であり、誤りがあると小売電気事業者のインバランス算定に影響があるため、供給地点特定番号に対する突合せに利用するため。
供出方法	調整負荷の運用状況の確認を行うため。
契約電力	需要家リスト・パターン単位の入札量上限と、大小関係を確認するため。
電圧区分	リソースごとの損失率を供出量に加味するため。 （TSOおよび調整力事業者の双方において正確な供出量を把握しておく必要があると考えます。）
小売電気事業者情報	インバランス算定において需要抑制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。 （アグリゲータと小売電気事業者の間でネガワット調整金等の契約を締結される際にご確認をお願いいたします。）
他需要抑制契約の状況	需要家リスト・パターンに記載した需要リソースが需給調整市場と「他の需要抑制契約」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分けるため。 （なお、アグリゲータにおいても調整力指令に適切に対応するために、需要リソースの「他の需要抑制契約」状況を把握している必要があると考えます。）
商品区分	需要家リスト・パターンの入札可能な商品を把握するため。

取引規程 第3章 第22条、第23条

e. 性能確認(5/8)

- 発電機リスト・パターンへの記載項目と利用用途は以下のとおりです。
- なお、ネガポジリスト・パターンについては需要家リスト・パターンおよび発電機リスト・パターンへの記載項目が必要となります。

記載項目	利用用途
受電地点特定番号	アグリゲータのリソースを特定するため。
発電所名称および所在地	受電地点特定番号は22桁の数字であり、誤りがあると発電事業者のインバランス算定に影響があるため、受電地点特定番号に対する突合せに利用するため。
発電方式、電源等種別および火力燃料種別、電圧区分	調整電源の運用状況の確認を行うため。
契約受電電力	発電機リスト・パターン単位の入札量上限と、大小関係を確認するため。
BGコード	電力広域的運営推進機関（以下、「広域機関」といいます。）に提出された発電販売計画を確認するため。
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。
商品区分	発電機リスト・パターンの入札可能な商品を把握するため。

取引規程 第3章 第22条、第23条

e. 性能確認(6/8)

● 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、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。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、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。 ・事前審査を加入時点で実施することにより、半永久的に入札資格が与えられることから、原則外は認めない。 ・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、取引規程のとおり実働試験によって対応する。
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ていないことが明らかな実績データ

取引規程 第3章 第21条

e. 性能確認(7/8)

- 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。

取引規程 第3章 第21条

e. 性能確認(8/8)

- 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。

事業者に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３日間を想定しており、長期的なスパンでの確認までは行っていない。

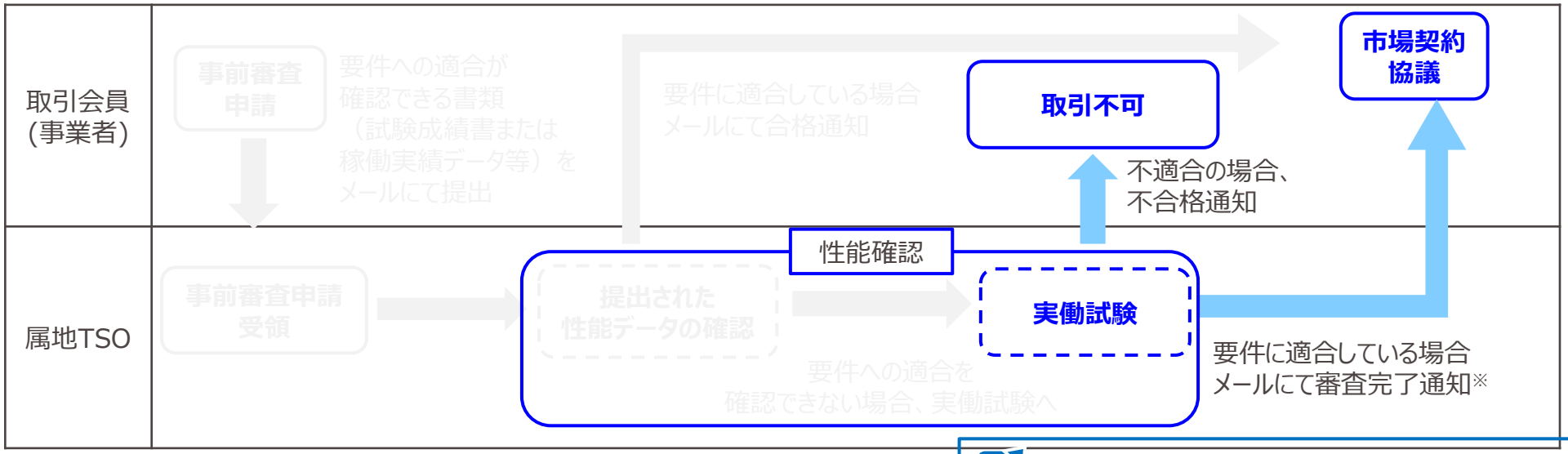
※「試験a,b,c」については実働試験実施方法を参照

取引規程 第3章 第21条

f. 実働試験の概要

修正

- 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。
- ただし、予定している三次調整力②の取引開始が2025年３月31日までの実需給を対象としており、二次調整力②の性能確認において適合し、ΔｋＷを3時間供出可能なリソースの場合、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の性能確認において適合し、ΔｋＷを3時間供出可能なリソースの場合、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、性能確認を実施し、その結果を取引会員へ需給調整市場システムまたは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

（参考）　事前審査における実働試験の省略（二次②・三次①

修正

- 三次調整力①の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。
- ただし、予定している三次調整力②の取引開始が2025年３月31日までの実需給を対象としており、二次調整力②の性能確認に適合したリソースで、ΔｋＷを3時間供出可能なリソースの場合、取引会員が希望し属地TSOが認めるときは、三次調整力②および三次調整力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。
- また、二次調整力②の性能確認に適合したリソースで、ΔｋＷを3時間供出可能なリソースの場合、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。
- なお、一次調整力および二次調整力①の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週間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（238スライド）

取引規程 第3章 第21条、第24条

（参考）合計発電計画電力、実働試験基準値電力および実績データの記入例（所定の様式）

- 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。

【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	○○○○株式会社		
系統コード	○○○○○(5桁)		
パターン番号	①		
供出可能量（kW）	10,000		
試験日	2019/4/1		
実働試験対象時間	11:00	～	15:00
提出内容	合計発電計画電力・応動実績		

※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

（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2,000×2=4,000kWとなります。

○（２）はｻﾝﾌﾟﾘﾝｸﾞ周期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÷5×60=2,400kW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）
11:00	～	11:05	10,000
11:05	～	11:10	10,000

（２）発電実績（5分平均kW値）【送電端】

時刻			発電実績（kW）
11:00	～	11:05	10,000
11:05	～	11:10	10,000

（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)発電実績－(1)	指令量（kW）
11:00	～	11:05	0	
11:05	～	11:10	0	

取引規程 第3章 第24条

(参考) 各リスト・パターンごとの試験の省略例

- 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

＋

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	○		○	

三次②	三次①	二次②	二次①	一次	複合

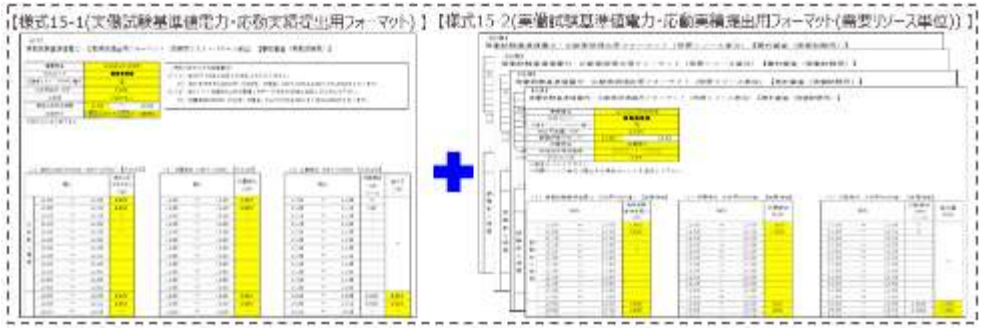
○パターン①の実働試験結果で、リソースＡ～Ｄの内訳がわかる場合、
パターン②～④の試験を省略可能

取引規程 第3章 第24条

(参考) 各リスト・パターン単位以外での性能確認について

- 原則、各リスト・パターンごとで性能確認を行いますが、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。



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

取引規程 第3章 第21条

(参考) 事前審査で確認された供出可能量の補正について

- 事前審査で確認された供出可能量については、審査の申し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。

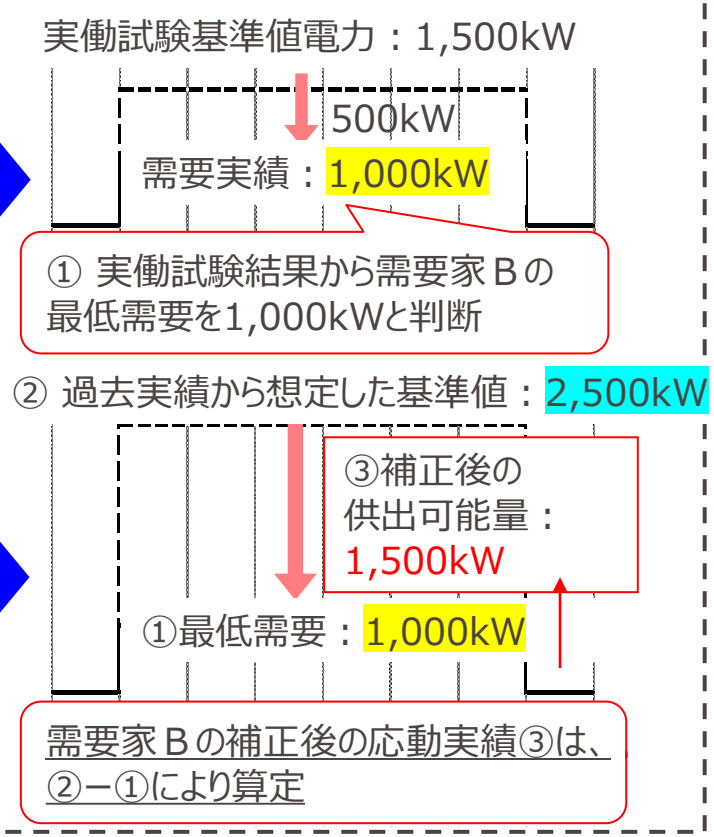
[既実働試験結果（例：春季）]

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】



※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

取引規程 第3章 第21条

（参考）各リスト・パターンの変更を希望する場合のスケジュール

修正

- 各リスト・パターンの変更は、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、リソースのスイッチングやトラブルの場合、発生時点で属地TSOにご相談ください。

【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もあります。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。

●：変更申込み

取引規程 第2章 第19条、第3章 第21条

（参考）各リスト・パターンの変更を希望する場合のスケジュール

修正

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）	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）	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※

※リソースのスイッチングやトラブルに伴い、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。

取引規程 第2章 第19条、第3章 第21条

(参考)各リスト・パターンの入力支援ツールについて

- 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（需要家リスト・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

対象商品変更
ネガワットリスト需要家数変更
ポジワットリスト発電所数変更
各リスト・パターンXML読込
各リスト・パターンXML出力
XMLファイル妥当性検証
終了(上書保存)

各リスト・パターン　xmlファイル入力支援ツール

対象各リスト・パターン	パターン⑧	読込ファイル名	C:¥Users¥Desktop¥W9_0232_20210402__3Y**5_08_MMS.xml
供出可能量(kW)	63,303	出力先	C:¥Users¥Desktop¥提出ファイル
適用開始希望年月日	20210418		

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_0232_20210403_3Y**5_08_MMS.xml
情報区分	0232	各リスト・パターン(三次②)	対象時期の開始日	20210403
提出先事業者	10033	東京電力ＰＧ	アグリゲータ用系統コード	3Y**5
送信事業者	8***3	グローバルリソースアグリゲータ	パターン番号	08
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			

ネガワットリスト

任意に増減可能

需要家情報							小売電気事業者情報		他需要抑制契約の状況
NO	供給地点特定番号	需要家名称	所在地	契約電力(kW)	電圧区分	供出方法	小売電気事業者コード	小売電気事業者名称	類型Ⅰ②需要抑制BGコード
1	0311111111111111111111	東京工場	東京都大田区○-○-○	5,856	特高	需要抑制	422*3	P2Pネット	****3
2	0322222222222222222222	神奈川工場	神奈川県川崎市△-△-△	7,152	特高	需要抑制	422*3	P2Pネット	****3
3	0333333333333333333333	千葉工場	千葉県千葉市●-●-●	1,782	特高	電源（自家発等）	433*3	地球パワー	無
4	0344444444444444444444	埼玉工場	埼玉県さいたま市◎-◎-◎	4,300	特高	需要抑制	418*4	次世代パワー	無
5	0355555555555555555555	群馬工場	群馬県太田市□-□-□	5,000	特高	需要抑制	433*3	地球パワー	無
6	0366666666666666666666	栃木工場	栃木県宇都宮市▲-▲-▲	1,900	高圧	需要抑制	433*3	地球パワー	無
7	0377777777777777777777	茨城工場	茨城県土浦市◆-◆-◆	3,100	特高	電源（自家発等）	433*3	地球パワー	無
8	0388888888888888888888	静岡工場	静岡県沼津市×-×-×	9,400	特高	電源（自家発等）	433*3	地球パワー	無
9	0399999999999999999999	東京物流センター	東京都多摩市○-×-△	1,114	特高	需要抑制	433*3	地球パワー	無
10	0332132132132132132132	栃木VPP研究所	栃木県那須塩原市○-●-●	49	低圧	需要抑制	433*3	地球パワー	無

取引規程 第2章 第19条

三次②	三次①	二次②	二次①	一次	複合

（参考）需要家リスト・パターン（またはネガポジリスト・パターンの需要リソース）登録時の基準値の選択

- 取引会員には、週間市場商品の場合、需要家リスト・パターン（またはネガポジリスト・パターンの需要リソース）登録時に、基準値の設定方法を直前計測型または事前予測型から選択していただきます。
- なお、同一の系統コードにおいて、各リスト・パターンごとに異なる設定方法は選択できません。
- 取引会員が異なる基準値の設定方法を用いて同一の週間市場商品での取引を希望する場合、系統コードを２つ取得することで、それぞれの系統コードごとに１つずつ基準値の設定方法を用い、各リスト・パターンを20パターンずつ登録することを可能とします。

	直前計測型	事前予測型
用語の定義	約定した商品ブロック直前の需要の実績（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値とする。）を用いて基準値等を設定する方法	あらかじめ予測した需要電力量を用いて基準値等を設定する方法
基準値の設定における主な要件	• オンラインで取得している応動実績データのうち、落札ブロック開始前５分前から開始時刻までの平均値を基準値とする。 • 同一の需要家リスト・パターンにおいて連続して約定した場合は、はじめの落札ブロックで設定した基準値を最終ブロックまで継続。	• 取引会員が取引を希望する商品の粒度ごとの需要想定値を需給調整市場システムを用いて提出し、その値を基準値とする。 • 落札ブロックの最初のコマの１時間前までに提出。

取引規程 第2章 第19条

（参考）基準値設定方法のみ変更時の試験の省略例

- 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	○		○	

【事前審査（性能確認）】

事前予測型　適合

直前計測型　適合

既に性能確認において適合判定を受けている場合

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（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

取引規程 第3章 第21条

別冊（三次調整力②）
事前審査

a. 性能確認(1/8)

- 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。

第26条に定める要件（三次調整力②）		確認項目	性能データに関わる提出資料
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。

取引規程 第3章 第22条、第23条、第4章 第26条

a. 性能確認(2/8)

修正

第26条に定める要件（三次調整力②）		確認項目	性能データに関わる提出資料
⑥応動時間	60分以内 （2025年３月31日までを実需給とする取引にあっては、45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 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。	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（予定している三次調整力②の取引開始が2025年３月31日までの実需給を対象する場合、登録した供出可能量を出力するまでの時間が45分以内であること） (2-2)予定している三次調整力②の取引開始が2025年３月31日までの実需給を対象する場合、3時間以内で以下のいずれかの出力応動 （ⅰ）増加、増加、減少 （ⅱ）増加、減少、減少 （ⅲ）増加、減少、増加 (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（予定している三次調整力②の取引開始が2025年３月31日までの実需給を対象する場合、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３時間継続） (2-4)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 (2-5)なお、(1)または(2)における最低出力が、501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)のサンプリング周期は5分以内とする。
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 （2025年３月31日までを実需給とする取引にあっては、45分以内に出力変化可能で、3時間継続可能な最大の出力変化量）		

取引規程 第3章 第22条、第23条、第4章 第26条

三次② | 三次① | 二次② | 二次① | 一次 | 複合

第26条に定める要件（三次調整力②）		確認項目	性能データに関わる提出資料
⑧継続時間	30分間以上（2025年３月31日までを実需給とする取引にあっては、商品ブロック（３時間））	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。 (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)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（予定している三次調整力②の取引開始が2025年３月31日までの実需給を対象する場合、定格出力で３時間以上の運転を継続していること） (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分間以上の応動を継続していること（予定している三次調整力②の取引開始が2025年３月31日までの実需給を対象する場合、登録された供出可能量で３時間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（予定している三次調整力②の取引開始が2025年３月31日までの実需給を対象する場合、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45分以内であることが確認できるもの）

取引規程 第3章 第22条、第23条、第4章 第26条

a. 性能確認(4/8)

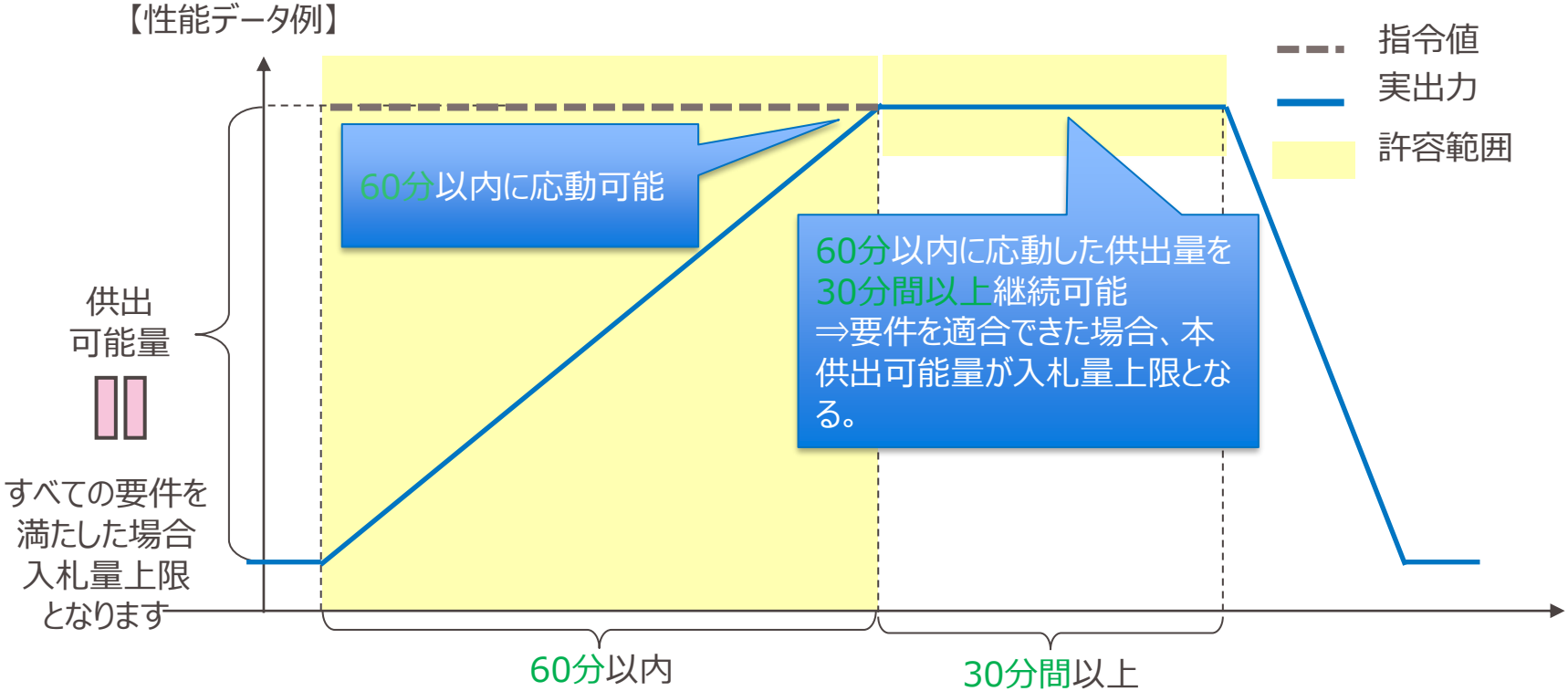
第26条に定める要件（三次調整力②）		確認項目	性能データに関わる提出資料
⑩各リスト・パターン	-	(1)需要家リスト・パターンおよびネガポジリスト・パターン 取引会員間の需要リソースに重複がないことおよび需要リソースが複数の小売電気事業者に所属していないこと。 ただし、供出電力（30分）が明確に区別・区分可能なことを属地TSOが認めた場合は、この限りではない。 需要リソースが需要抑制量調整供給契約を締結している場合、当該需要リソースが所属する需要抑制バランシンググループに、当該需要家リスト・パターンまたはネガポジリスト・パターンに属さない需要者を含まないこと。 なお、異なる系統コードに属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

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継続時間の確認に用いる性能データ例（単独発電機の出力変化曲線）

- 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、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。（予定している三次調整力②の取引開始が2025年３月31日までの実需給を対象する場合、次スライドを参照。）
  - ✓ 本実績データにより、87スライドの(2-1)、88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】



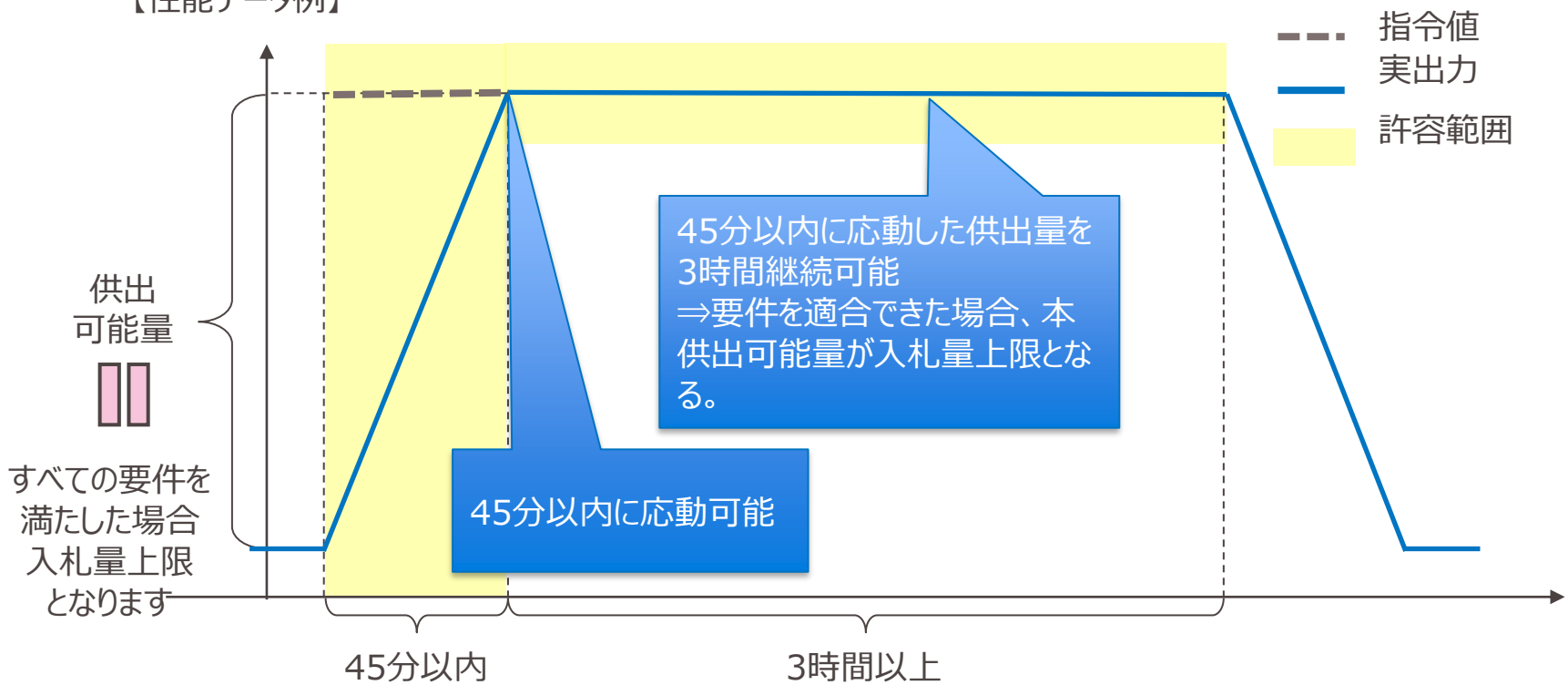
※98スライドの応動実績の評価に準じて提出された性能データの確認をいたします

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継続時間の確認に用いる性能データ例（単独発電機の出力変化曲線）

- 予定している三次調整力②の取引開始が2025年３月31日までの実需給を対象する場合、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、３時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、87スライドの(2-1)、88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】



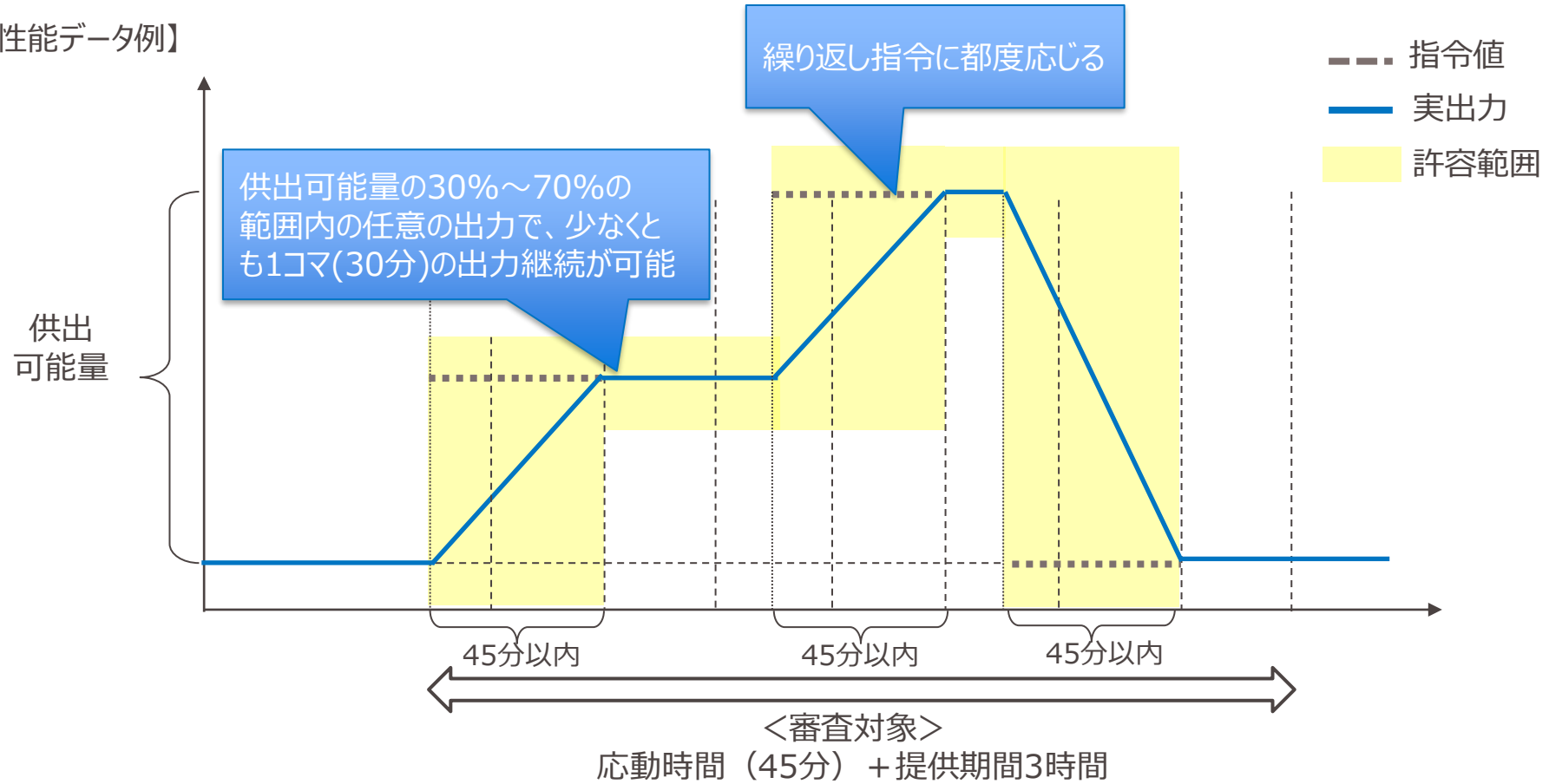
※ 98スライドの応動実績の評価に準じて提出された性能データの確認をいたします

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継続時間の確認に用いる性能データ例（単独発電機の出力変化曲線）

- 予定している三次調整力②の取引開始が2025年３月31日までの実需給を対象する場合、下記単独発電機の出力変化曲線にて、供出可能量のうち、一部の量が発動可能であること、提供期間は繰り返し指令（増加、増加、減少）に応じることを確認します。
  - ✓　本実績データにより、87スライドの(2-2)および(2-4)を確認可能です。

【性能データ例】

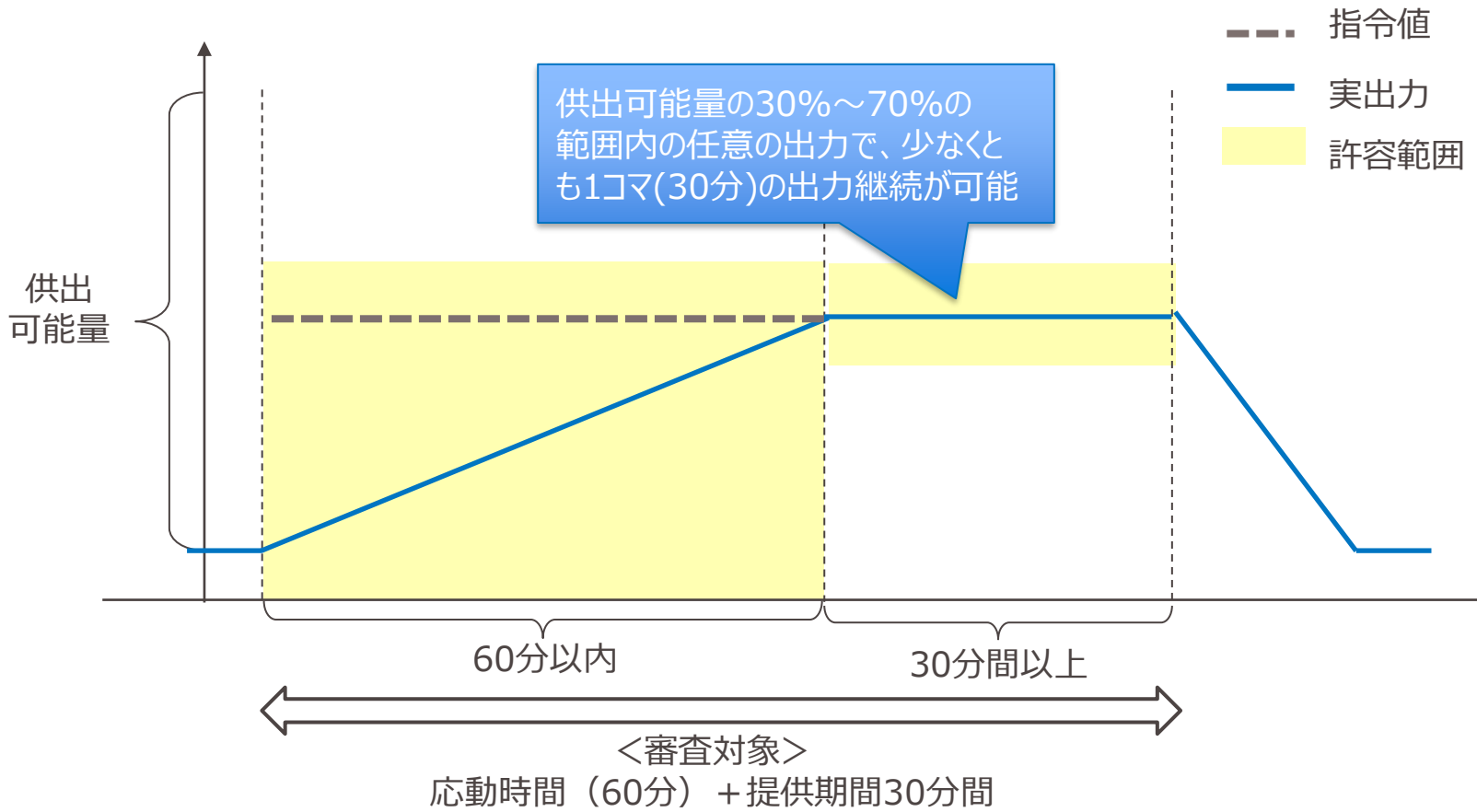


取引規程 第3章 第22条、第23条、第4章26条

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（単独発電機の出力変化曲線）

- 下記単独発電機の出力変化曲線にて、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、87スライドの(2-4)を確認可能です。

【性能データ例】



取引規程 第3章 第22条、第23条、第4章26条

● 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）】

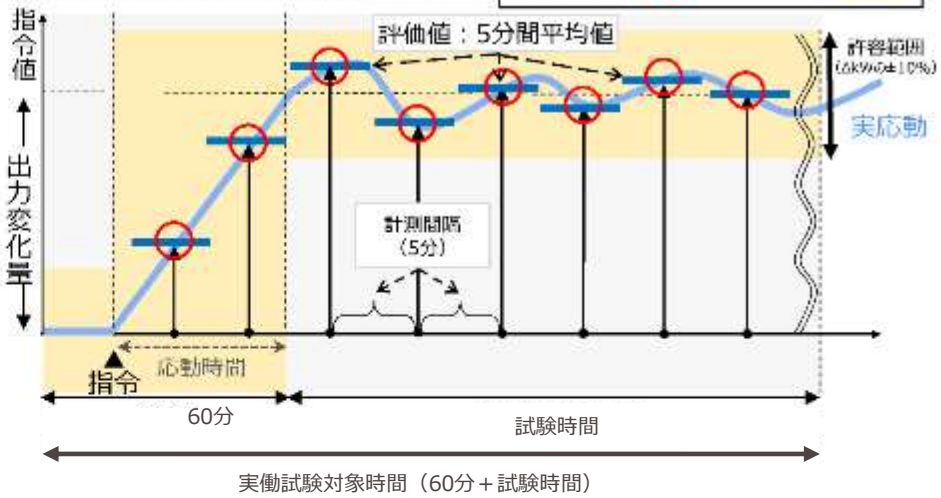
項目	実施内容
評価方法	実出力(実需要)と基準の差 [送電端で確認]
評価対象	応動時間、出力変化量、継続時間　等
計測間隔	5分単位で全点確認
許容範囲	応札を予定しているΔkWの±10%
中間点	設定無しのため、評価対象から除外
各リスト・パターン	パターンごとに審査を実施

※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。
（予定している三次調整力②の取引開始が2025年３月31日までの実需給を対象する場合、指令値の変更が必要となる30分コマに対して45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。

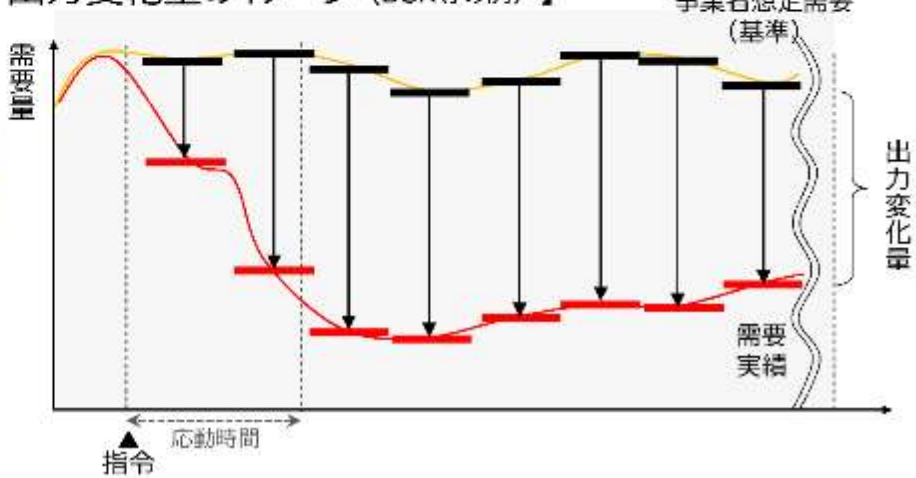
【計測時の基準の考え方】

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）】　評価対象：○　許容範囲：



出力変化量のイメージ（DSR等の例）】



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

取引規程 第3章 第22条、第24条

● 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。

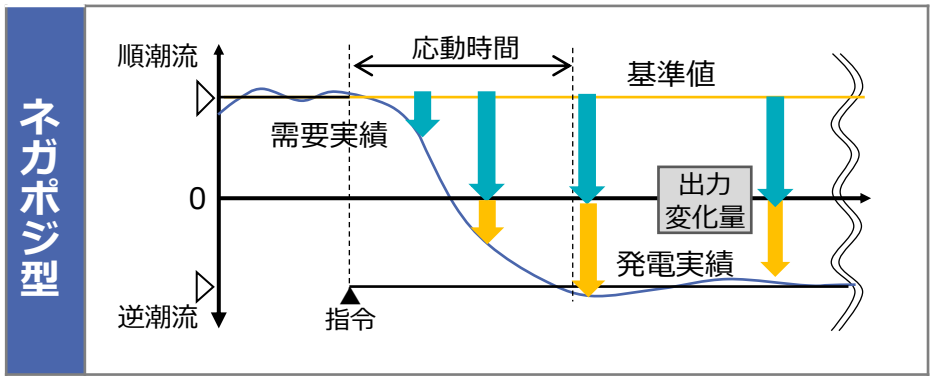
【事前審査の具体的な方法（概要）】

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±10%
中間点	設定無しのため、評価対象から除外
ネガポジリスト・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（予定している三次調整力②の取引開始が2025年３月31日までの実需給を対象する場合、指令値の変更が必要となる30分コマに対して45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。

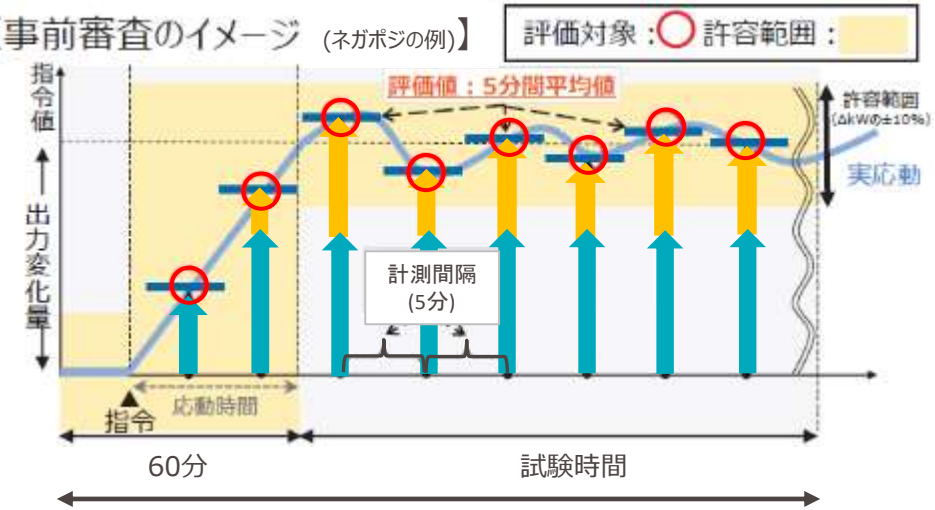
【計測時の基準の考え方】

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及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



※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）】



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

C. 単独発電機の実働試験実施方法（1/2）

修正

- 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（予定している三次調整力②の取引開始が2025年３月31日までの実需給を対象する場合、任意の3日間。ただし、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。）
   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３つ選定していただきます。（予定している三次調整力②の取引開始が2025年３月31日までの実需給を対象する場合、各々の日に対して取引規程第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1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、97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。（予定している三次調整力②の取引開始が2025年３月31日までの実需給を対象する場合、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45分前までに指令を実施します。ただし、30分コマに対して45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、専用線オンラインの場合は、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。

取引規程 第3章 第24条

C. 単独発電機の実働試験実施方法（2/2）

修正

- 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。（予定している三次調整力②の取引開始が2025年３月31日までの実需給を対象する場合、45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3時間以上継続できることを確認します。）

✓ 試験b：指令量が供出可能量の一部としたときの応動を確認する試験（2025年３月31日までに三次調整力②の取引を予定している場合、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。（予定している三次調整力②の取引開始が2025年３月31日までの実需給を対象する場合、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、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。（予定している三次調整力②の取引開始が2025年３月31日までの実需給を対象する場合、供出可能量まで増加させ、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へ復帰す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）

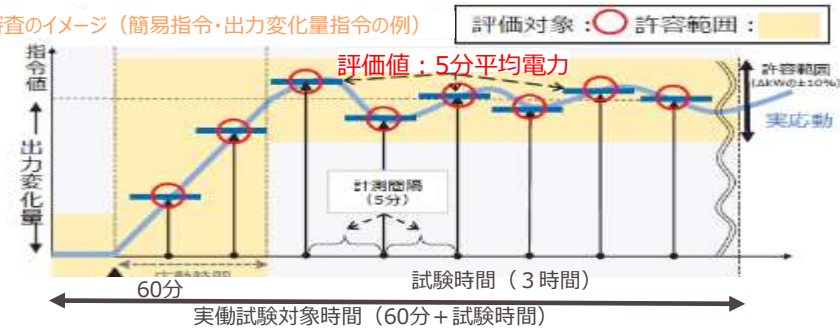
- 発電計画電力にもとづいた応動をしていることを確認します。

取引規程 第3章 第22条、第24条

d. 単独発電機の実働試験結果の評価

- 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97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の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含まない場合
       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を含む場合
       「変更前指令値－供出可能量×10%」から「指令変更後指令値＋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を含む場合
       「変更前指令値＋供出可能量×10%」から「指令変更後指令値－供出可能量×10%」

【事前審査のイメージ（簡易指令・出力変化量指令の例）



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

※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の場合に属地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。

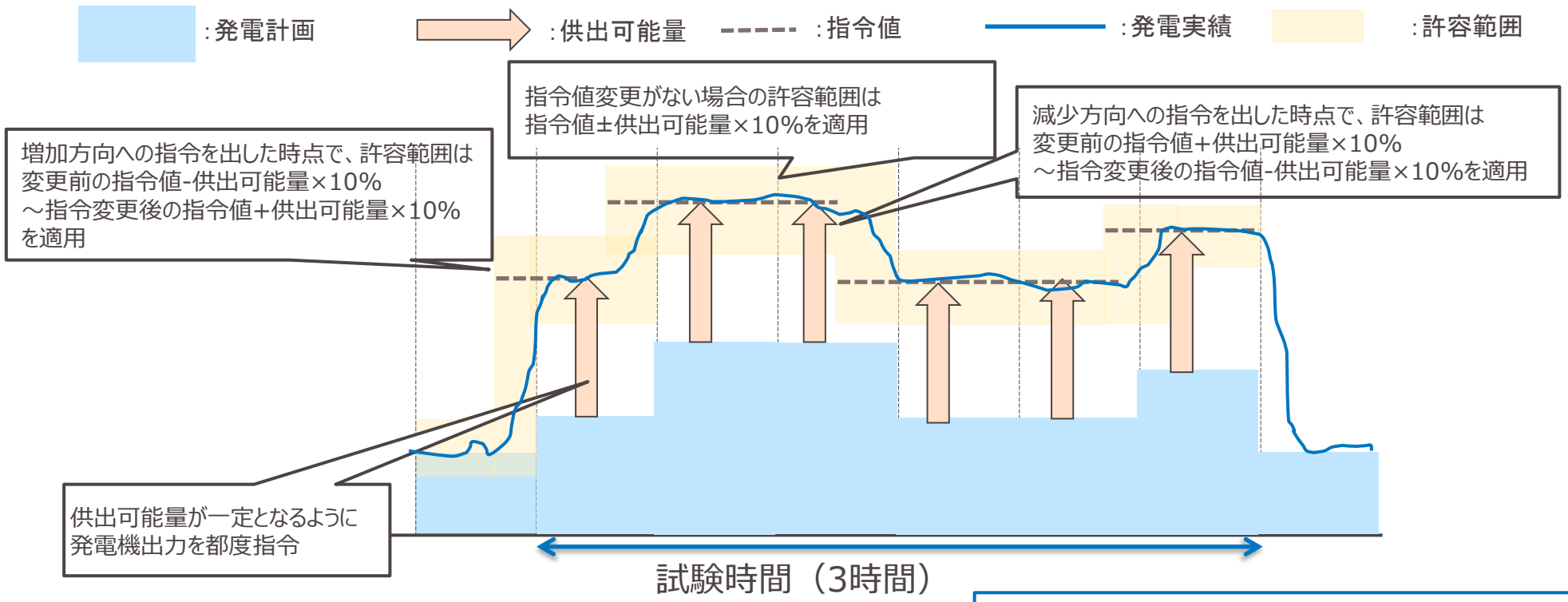
専用線オンラインで発電端により指令を行っている場合は、属地TSOとの協議により定めた算出式により、発電端の指令値を送電端に換算した値とします。

取引規程 第3章 第24条

(参考) 専用線オンラインによる指令方法

- 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。

【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）】



取引規程第3章 第24条 第7章 第35条

(参考) 簡易指令システムによる指令方法（1/4）

修正

①基本的な考え方

- 約定ブロックの60分前に指令がない場合、指令値は0とします。（2025年３月31日までを実需給とする取引にあっては、次スライドを参照。）

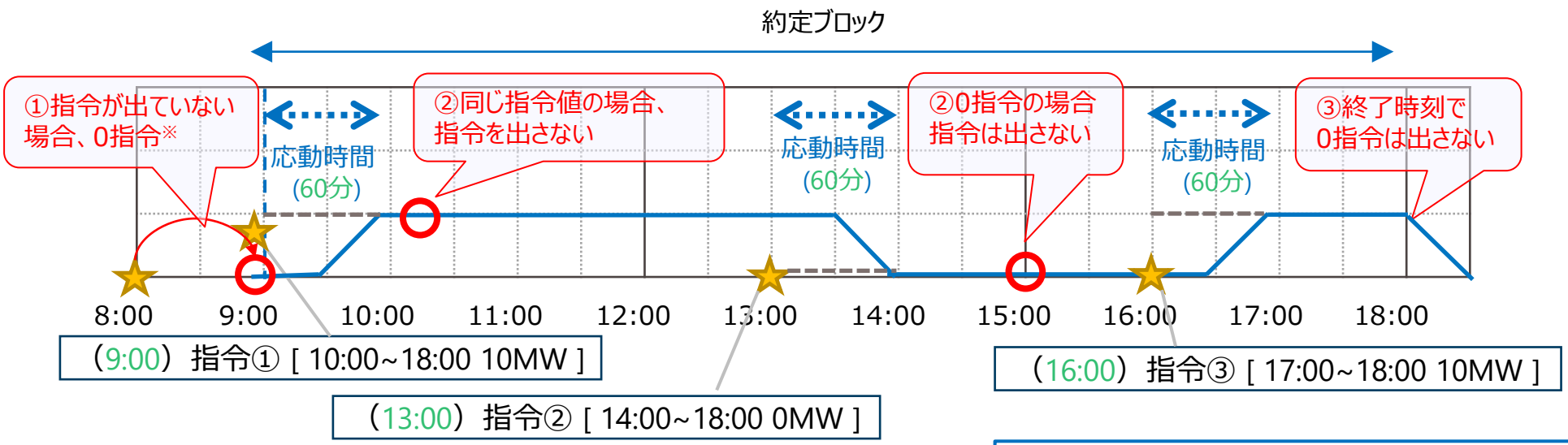
②同一の系統コードのリソースで三次調整力②の約定ブロックが連続している場合の指令方法

- 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。



※ 属地TSOの中給システムと簡易指令システムが接続済の場合０指令を含め指令します

三次②	三次①	二次②	二次①	一次	複合

取引規程 第3章 第24条 第7章 第35条

(参考) 簡易指令システムによる指令方法（2/4）

新規

①基本的な考え方

- 2025年３月31日までを実需給とする取引にあっては、約定ブロックの45分前に指令がない場合、指令値は0とします。

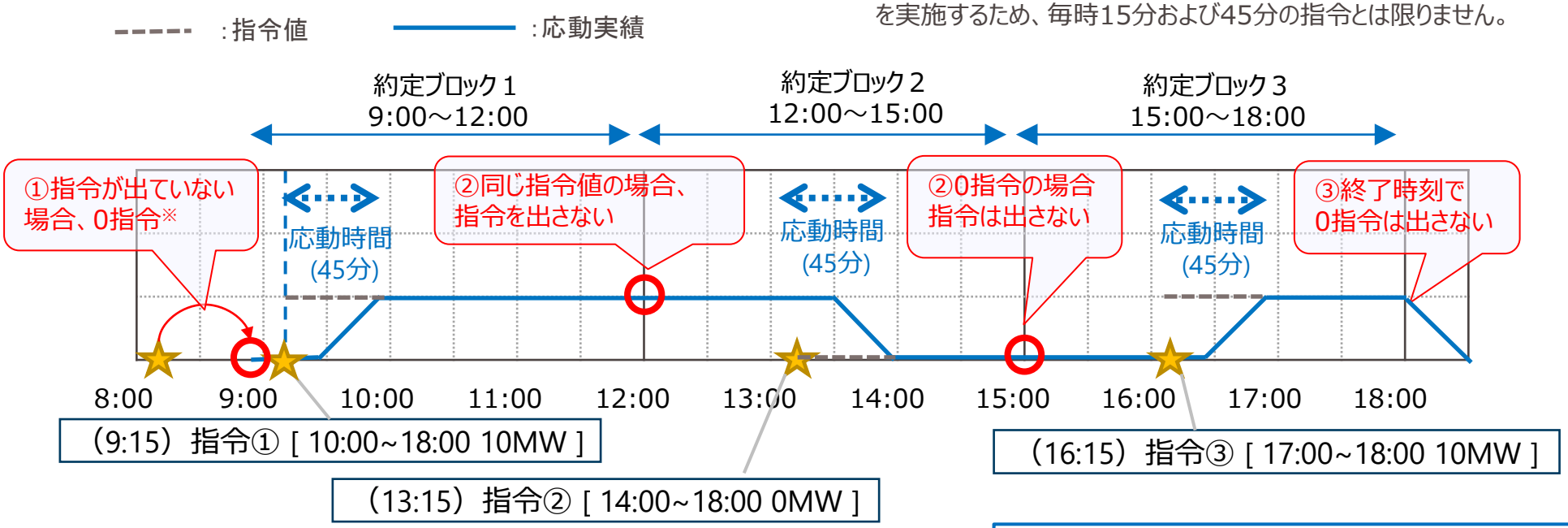
②同一の系統コードのリソースで三次調整力②の約定ブロックが連続している場合の指令方法

- 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30分コマに対して、45分前までに指令を実施するため、毎時15分および45分の指令とは限りません。



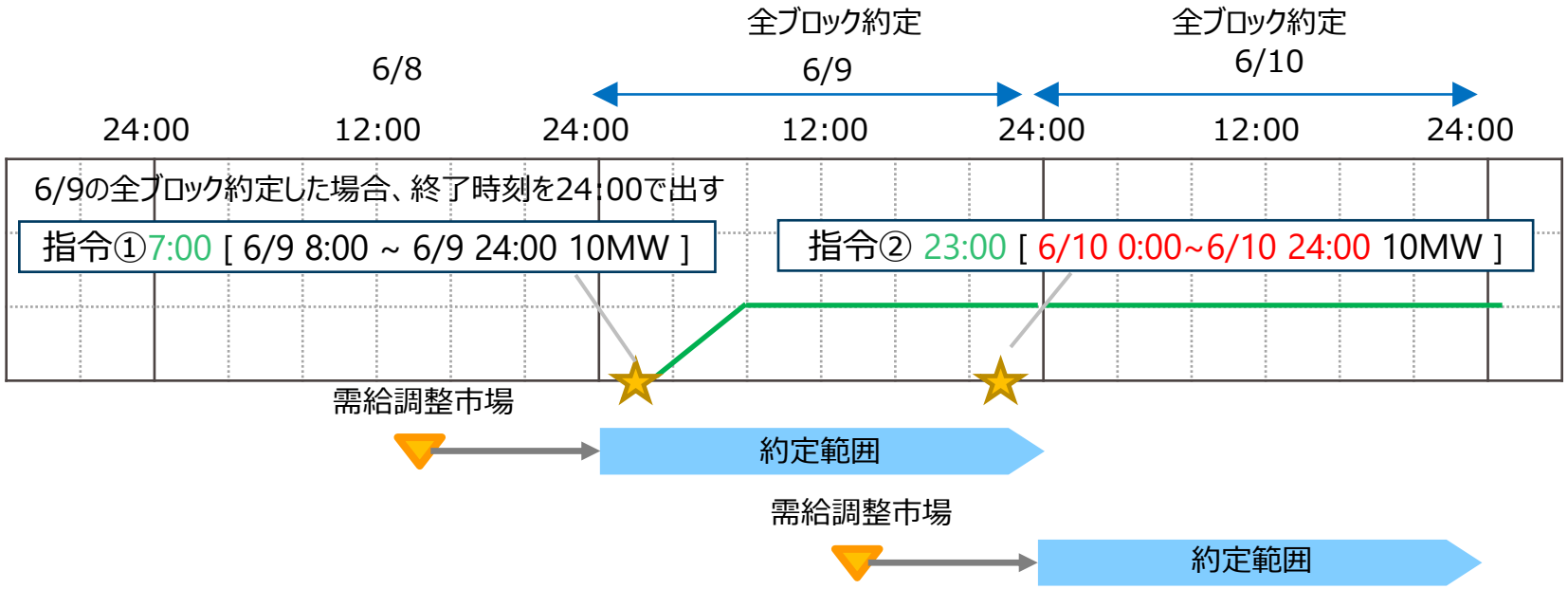
※ 属地TSOの中給システムと簡易指令システムが接続済の場合０指令を含め指令します

取引規程 第3章 第24条 第7章 第35条

(参考) 簡易指令システムによる指令方法（3/4）

修正

- 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。（2025年３月31日までを実需給とする取引にあっては、次スライドを参照。）

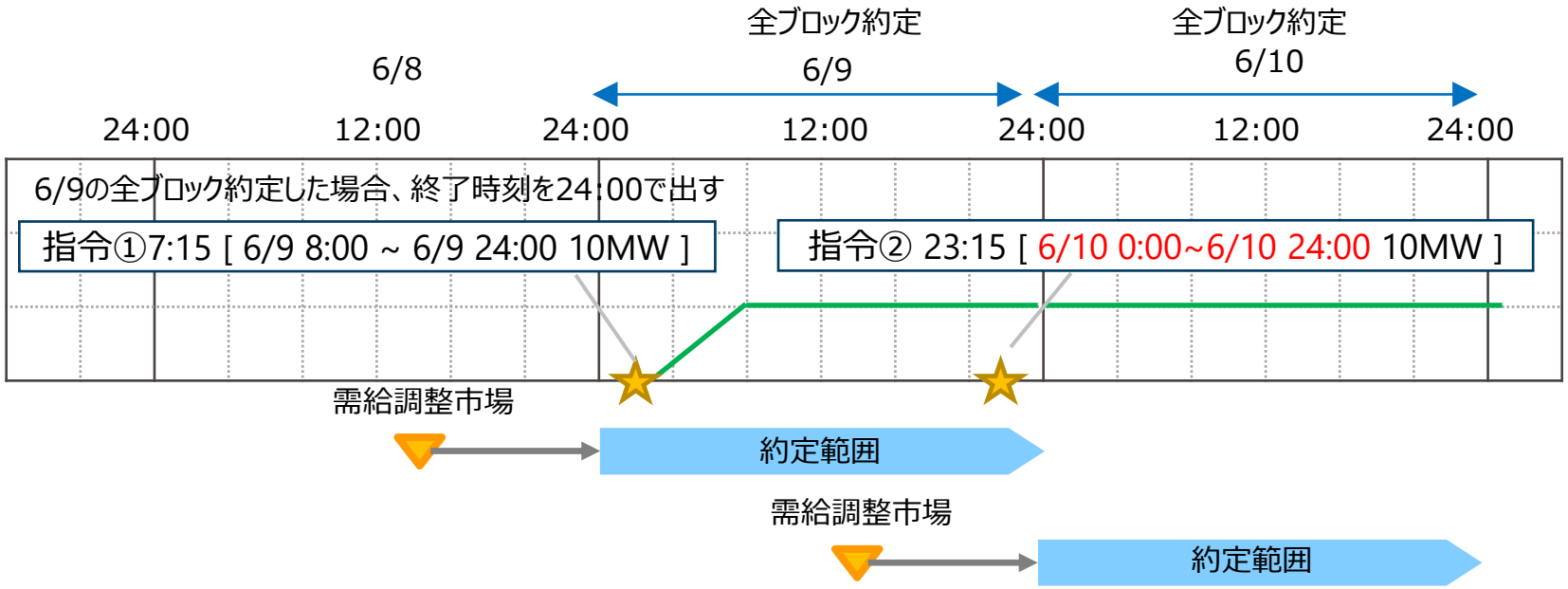


取引規程 第3章 第24条 第7章 第35条

(参考) 簡易指令システムによる指令方法（4/4）

新規

- 2025年３月31日までを実需給とする取引にあっては、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。



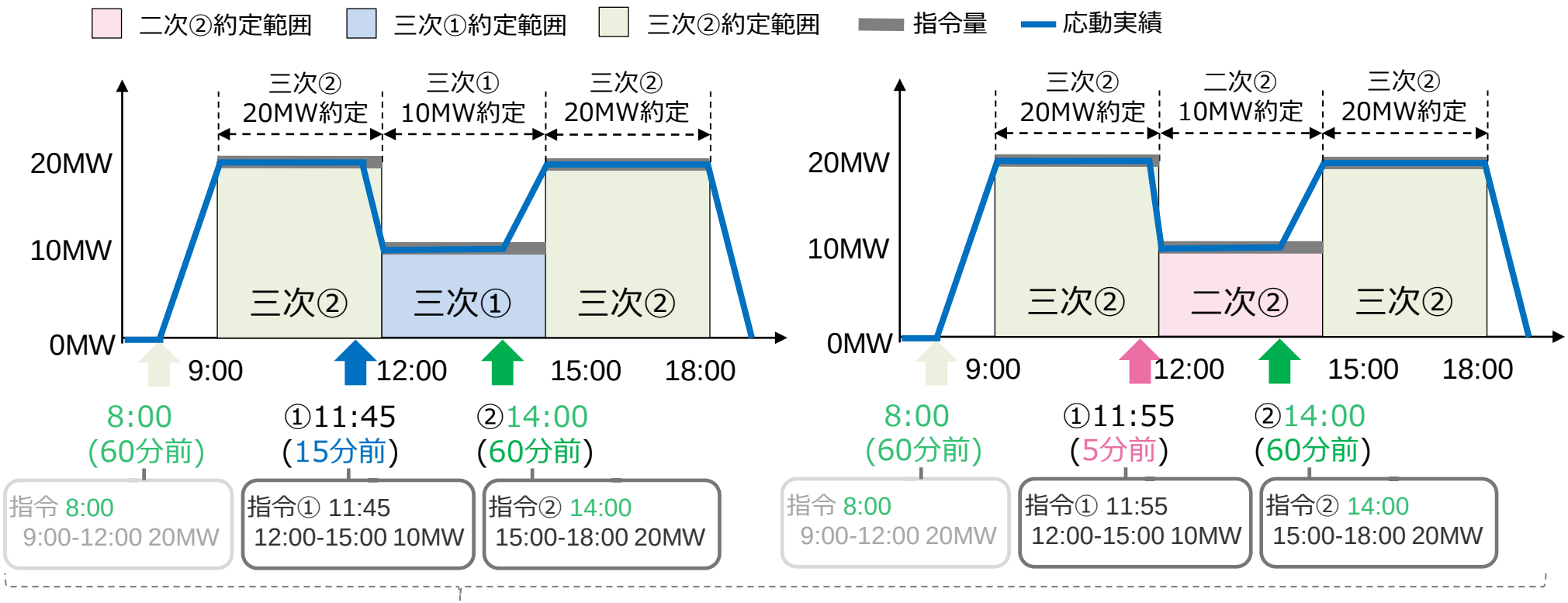
取引規程 第3章 第24条 第7章 第35条

（参考）二次調整力②・三次調整力①②を連続して約定した場合の簡易指令システムによる指令方法（1/2）

修正

- 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。（2025年３月31日までを実需給とする取引にあっては、次スライドを参照。）

【指令方法の例（需要リソース）】



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。

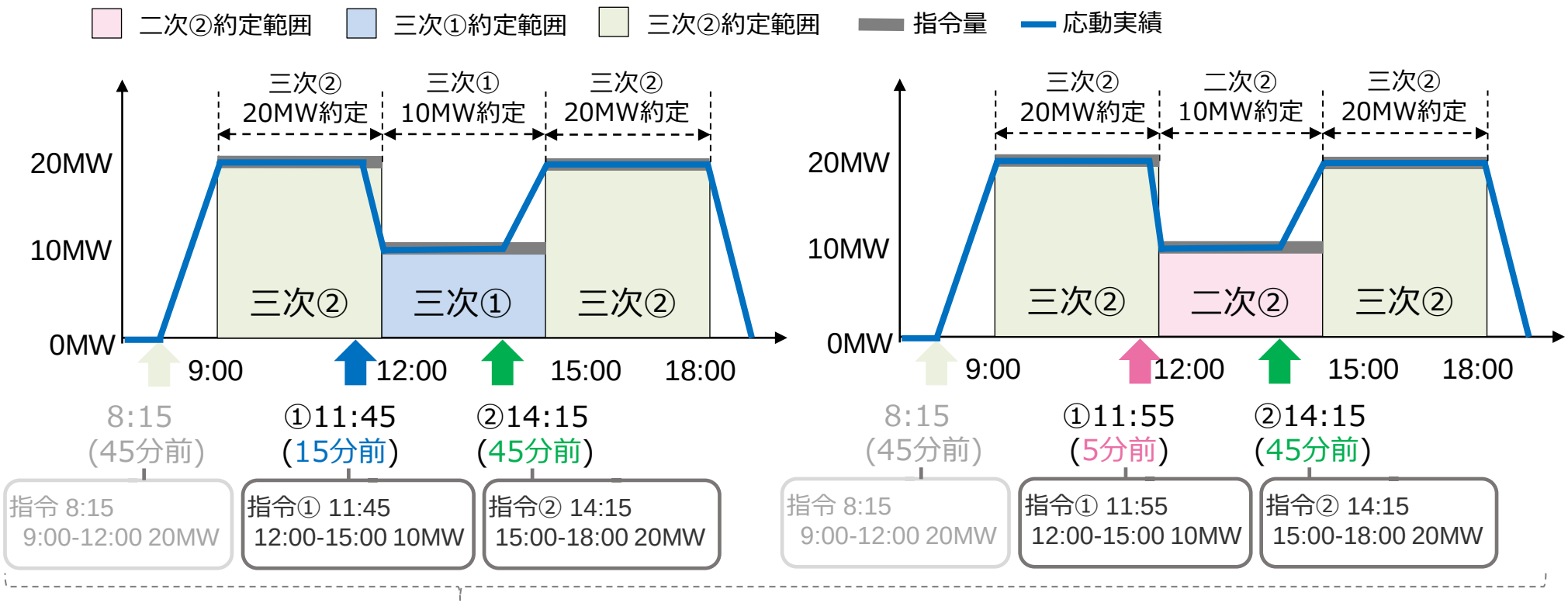
取引規程 第7章 第35条

（参考）二次調整力②・三次調整力①②を連続して約定した場合の簡易指令システムによる指令方法（2/2）

新規

- 2025年３月31日までを実需給とする取引にあっては、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45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（需要リソース）】



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。

取引規程 第7章 第35条

（参考）複合商品・三次調整力②を連続して約定した場合の簡易指令システムによる指令方法（1/2）

修正

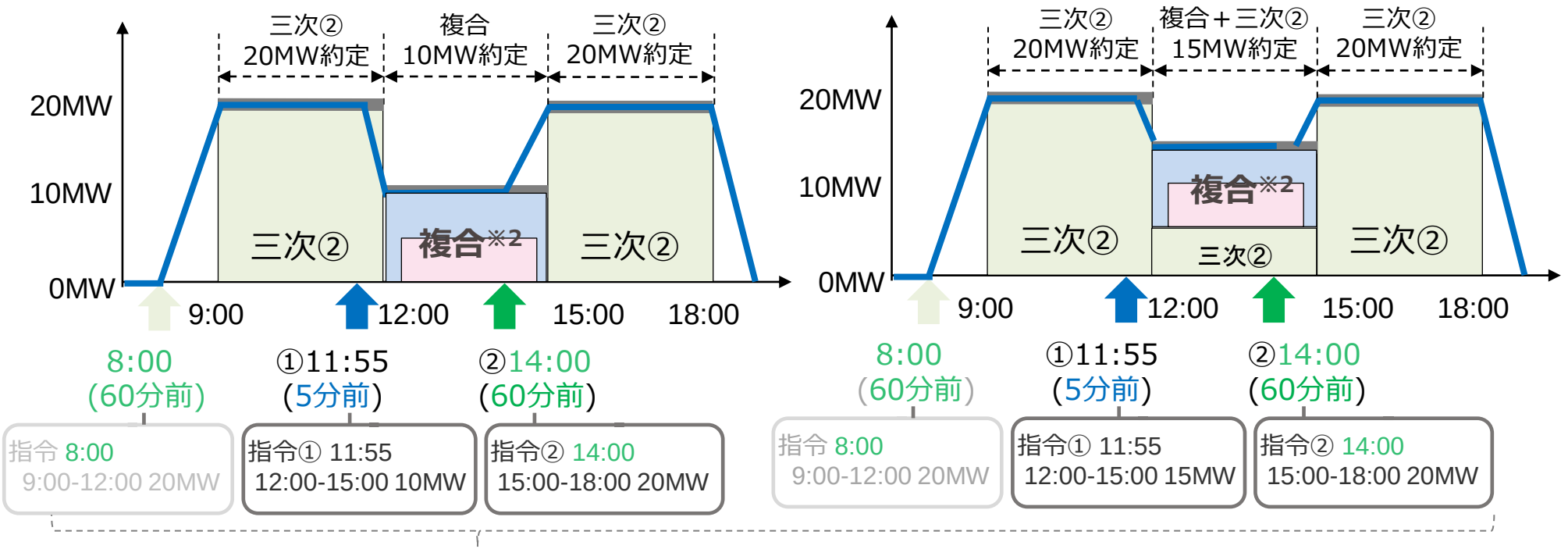
- 三次調整力②と複合商品（三次調整力①と二次調整力②が複合）で連続して約定※1し、商品区分を跨ぐ場合、三次調整力②は約定ブロックの60分前までに、複合商品は約定ブロックの5分前までに、それぞれを指令します。（2025年３月31日までを実需給とする取引にあっては、次スライドを参照。）

※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（需要リソース）】

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。

取引規程 第7章 第35条

（参考）複合商品・三次調整力②を連続して約定した場合の簡易指令システムによる指令方法（2/2）

新規

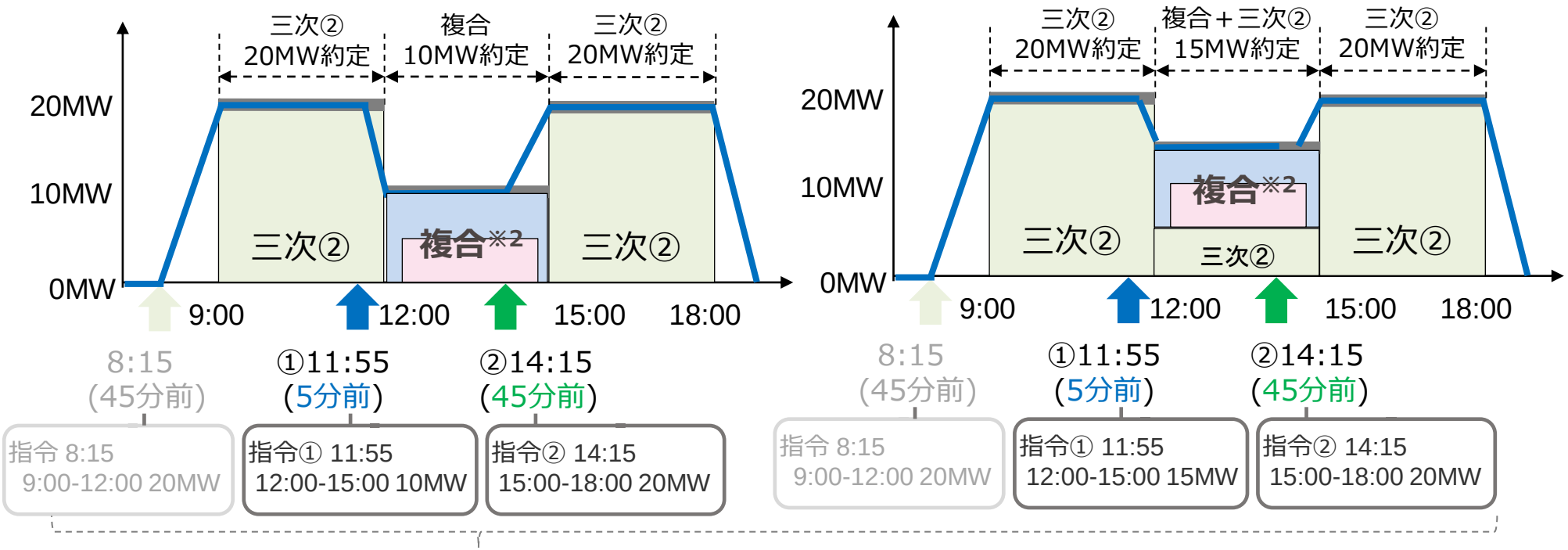
- 2025年３月31日までを実需給とする取引にあっては、三次調整力②と複合商品（三次調整力①と二次調整力②が複合）で連続して約定※1し、商品区分を跨ぐ場合、三次調整力②は約定ブロックの45分前までに、複合商品は約定ブロックの5分前までに、それぞれを指令します。

※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（需要リソース）】

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。

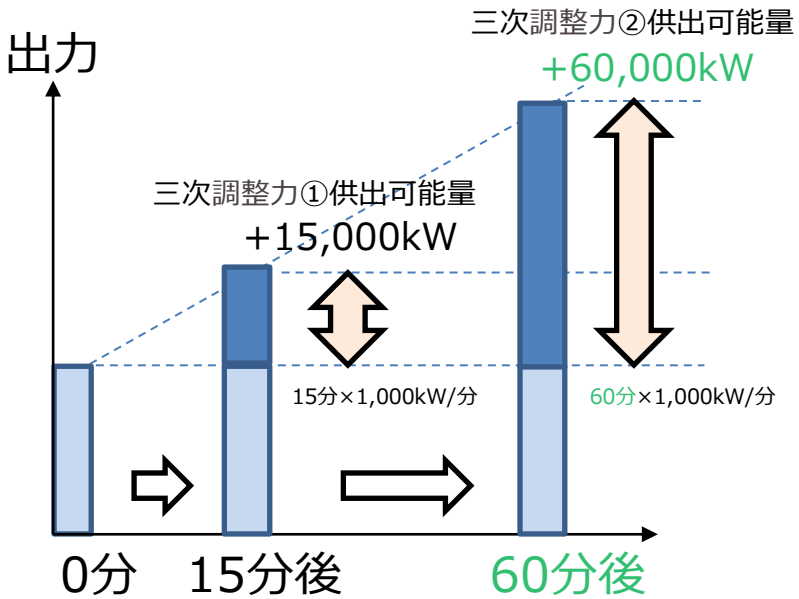
取引規程 第7章 第35条

（参考） 二次②、三次①②を同一提供期間に約定した際の簡易指令システムの指令方法（1/2）

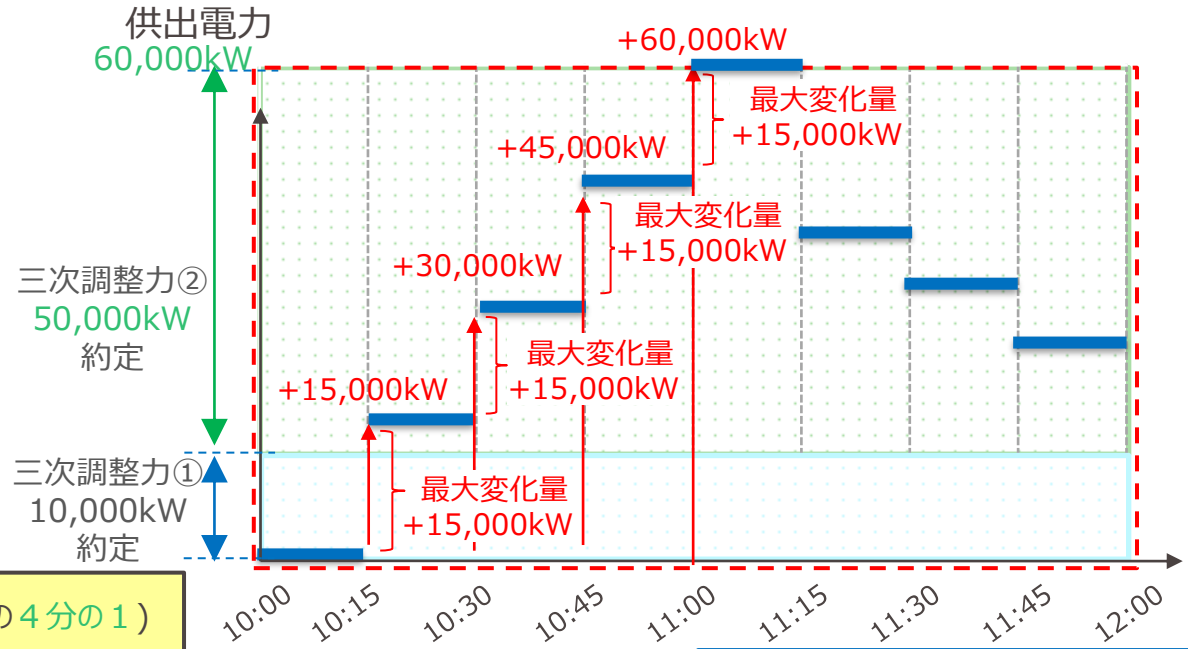
修正

- 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（2025年３月31日までを実需給とする取引にあっては、次スライドを参照。）」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（2025年３月31日までを実需給とする取引にあっては、次スライドを参照）」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）】



同一提供期間に三次調整力①と三次調整力②で約定している場合



Max(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)
⇒15,000kW/15分以内の指令変化とします

三次② 三次① 二次② 二次① 一次 複合

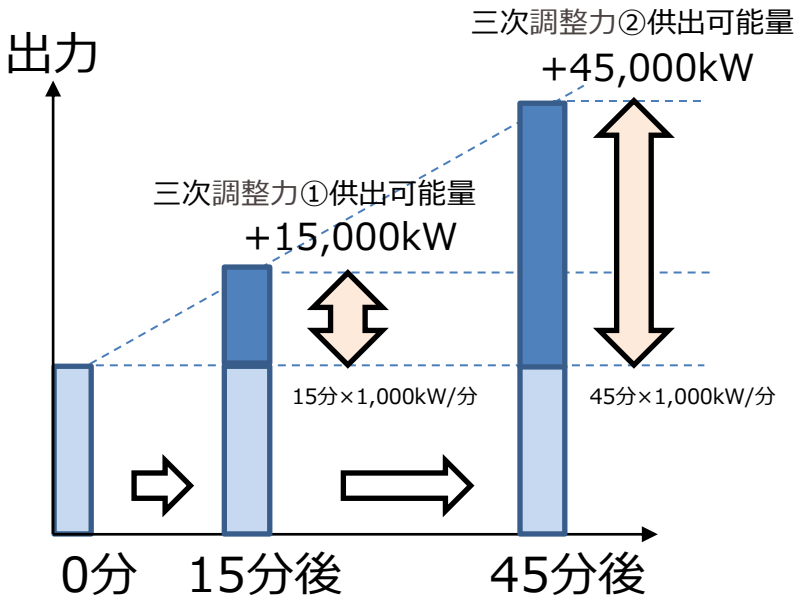
取引規程 第7章 第35条

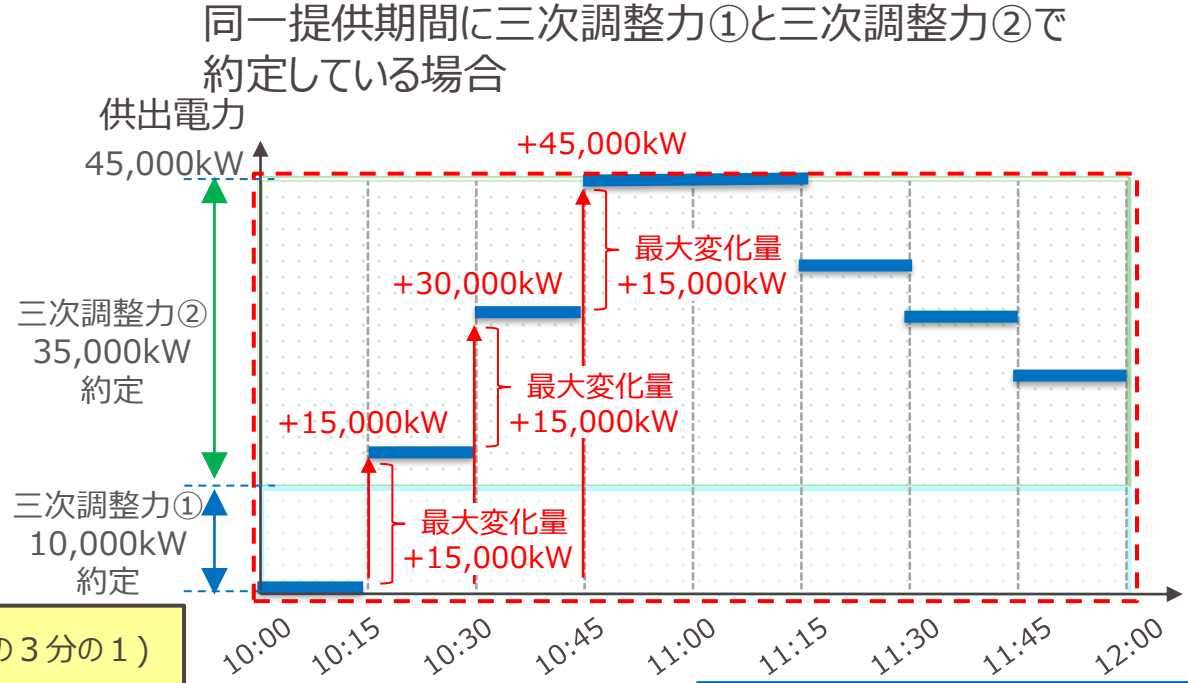
（参考） 二次②、三次①②を同一提供期間に約定した際の簡易指令システムの指令方法（2/2）

新規

- 2025年３月31日までを実需給とする取引にあっては、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３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９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）】





Max(三次調整力①供出可能量、三次調整力②供出可能量の３分の１)
⇒15,000kW/15分以内の指令変化とします

取引規程 第7章 第35条

e. 各リスト・パターンの実働試験実施方法（1/2）

修正

- 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3日間
   b. 試験時間：各々の日に対して取引規程第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1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、設定された試験日3日において、111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。
   ※取引会員が、同一の試験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。

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（3時間））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。（予定している三次調整力②の取引開始が2025年３月31日までの実需給を対象する場合、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45分前までに指令を実施します。ただし、30分コマに対して45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、専用線オンラインの場合は、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、実動試験基準値電力、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。

取引規程 第3章 第24条

e. 各リスト・パターンの実働試験実施方法（2/2）

修正

- 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。（予定している三次調整力②の取引開始が2025年３月31日までの実需給を対象する場合、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45分以内に応動させ、供出可能量が3時間以上継続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）

- 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応動をさせ、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、指令に追従していることを確認します。
- 供出可能量から合計発電計画電力および実働試験基準値電力へ復帰す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。

取引規程 第3章 第24条

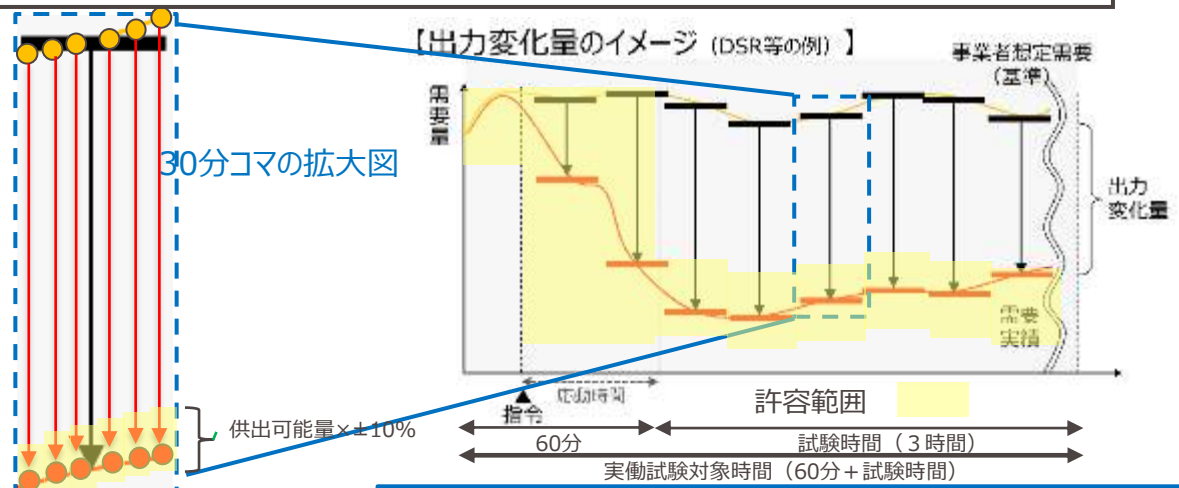
f. 各リスト・パターンの実働試験結果の評価

- 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111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含まない場合
     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を含む場合
     「変更前指令量－供出可能量×10%」から「指令変更後指令量＋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を含む場合
     「変更前指令量＋供出可能量×10%」から「指令変更後指令量－供出可能量×10%」

○５分ごとすべての応動実績が±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）

※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

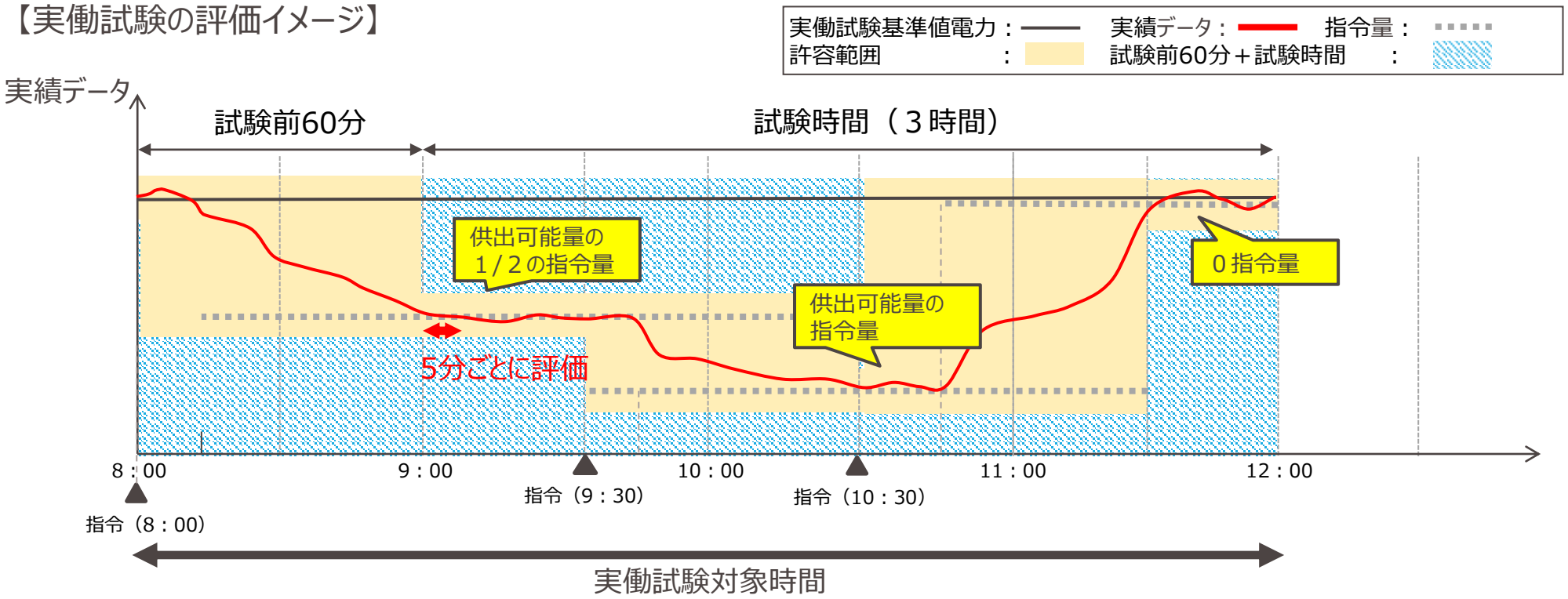
取引規程 第3章 第24条

(参考) 各リスト・パターンの実働試験における許容範囲

修正

- 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】

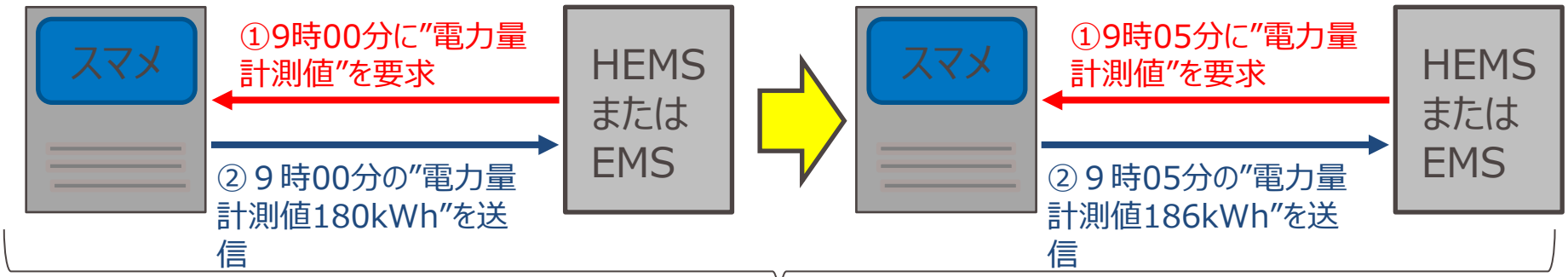


取引規程 第3章 第24条

(参考) 5分kW値の作成例

- 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。

〇5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、186kWh－180kWh=6kWh
9時00分から9時05分の5分平均電力kWは、6kWh÷5×60＝72kW

〇出力が一定の場合、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）
〇そのため、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。
〇なお、46～48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。

【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

取引規程 第3章 第24条

別冊（三次調整力①）
事前審査

a. 性能確認(1/7)

- 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。

第26条に定める要件（三次調整力①）		確認項目	性能データに関わる提出資料
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 電源Ⅱ契約等または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。

取引規程 第3章 第22条、第23条、第4章 第26条

a. 性能確認(2/7)

第26条に定める要件（三次調整力①）		確認項目	性能データに関わる提出資料
⑥応動時間	15分以内※1 ※1 専用線オンラインで接続し、電源Ⅱ契約等をまたは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、122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、電源Ⅱ契約等または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（手動の指令値等でＥＤＣ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、別表2に定めるＥＤＣ目標時刻までに到達すること。ただし、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時間までに到達すること。また、ＥＤＣ目標時刻について定めのない場合は、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、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。	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３時間継続 (2-4)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 (2-5)なお、(1)または(2)における最低出力が、501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）	15分以内に出力変化可能で、3時間継続可能な最大の出力変化量		

取引規程 第3章 第22条、第23条、第4章 第26条

a. 性能確認(3/7)

第26条に定める要件（三次調整力①）		確認項目	性能データに関わる提出資料
⑧ 継続時間	商品 ブロック (3時間)	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。 (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3時間以上※の運転を継続していること (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3時間以上※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3時間継続を確認する
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

取引規程 第3章 第22条、第23条、第4章 第26条

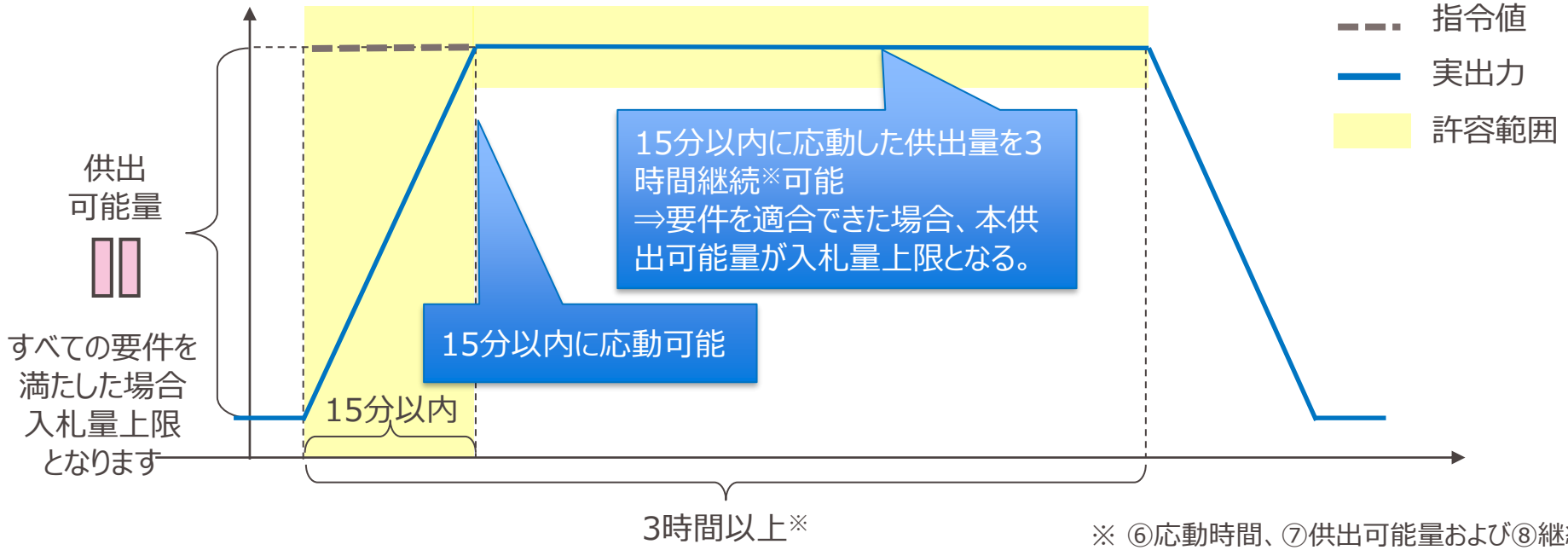
第26条に定める要件（三次調整力①）		確認項目	性能データに関わる提出資料
⑩ 各リスト・パターン	-	(1)需要家リスト・パターンおよびネガポジリスト・パターン 取引会員間の需要リソースに重複がないことおよび需要リソースが複数の小売電気事業者に所属していないこと。 需要リソースが需要抑制量調整供給契約を締結している場合、当該需要リソースが所属する需要抑制バランシンググループに、当該需要家リスト・パターンまたはネガポジリスト・パターンに属さない需要者を含まないこと。 異なる系統コードに属する需要家リスト・パターンまたはネガポジリスト・パターンの間および異なる基準値の設定方法における需要家リスト・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。	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

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継続時間の確認に用いる性能データ例（単独発電機の出力変化曲線）

- 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、3 時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、117スライドの(2-1)、118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】　（電源Ⅱ契約等または余力活用に関する契約を締結している専用線の単独発電機の場合は15分以内ではなく122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3時間継続を確認する。

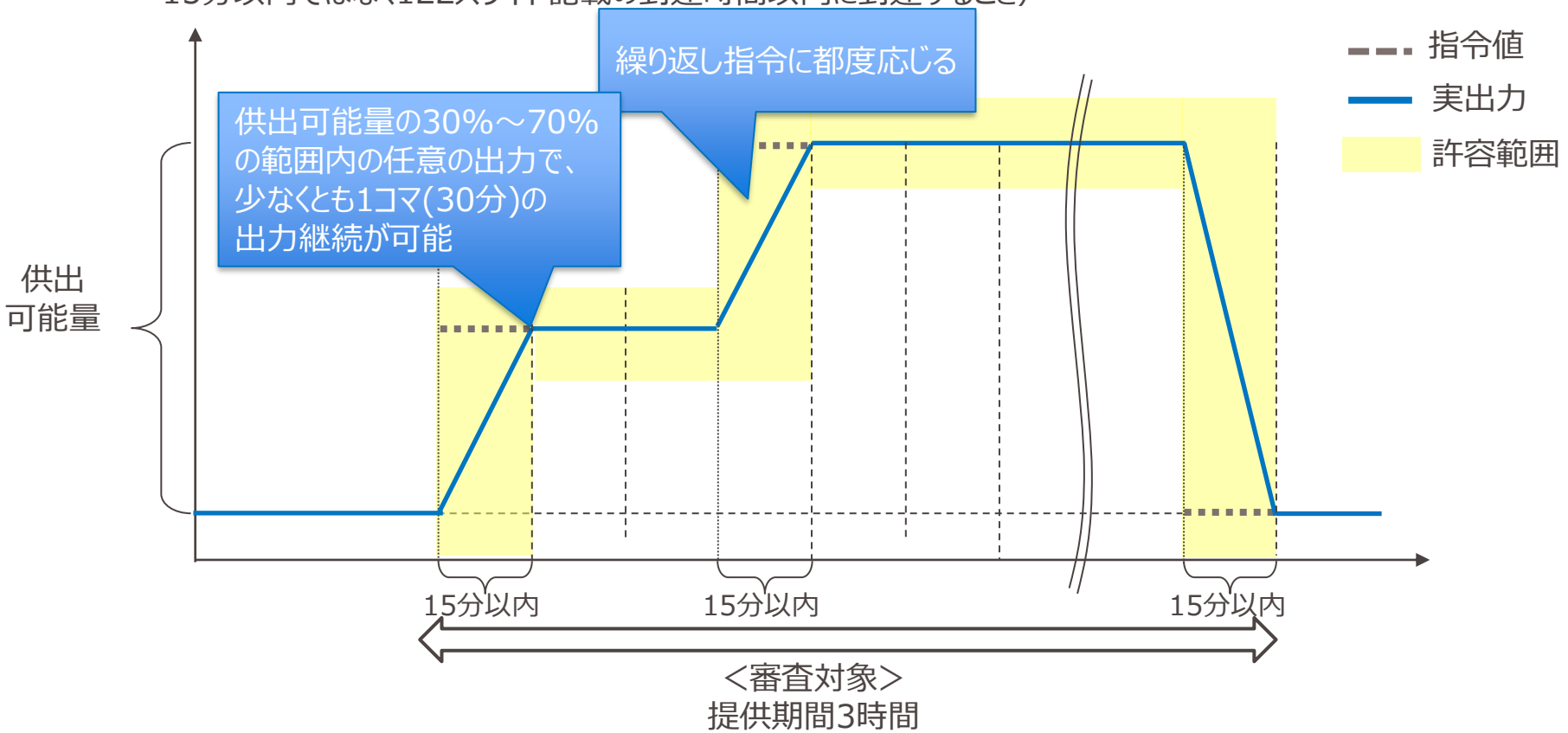
129スライドの応動実績の評価に準じて提出された性能データの確認をいたします

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継続時間の確認に用いる性能データ例（単独発電機の出力変化曲線）

- 下記単独発電機の出力変化曲線にて、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、117スライドの(2-2)および(2-4)を確認可能です。

【性能データ例】（電源Ⅱ契約等または余力活用に関する契約を締結している専用線の単独発電機の場合は15分以内ではなく122スライド記載の到達時間以内に到達すること）

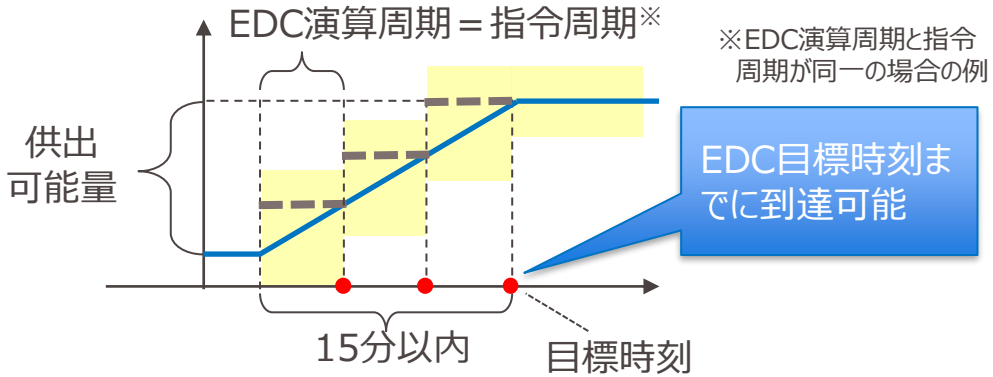


取引規程 第3章 第22条、第23条、第4章26条

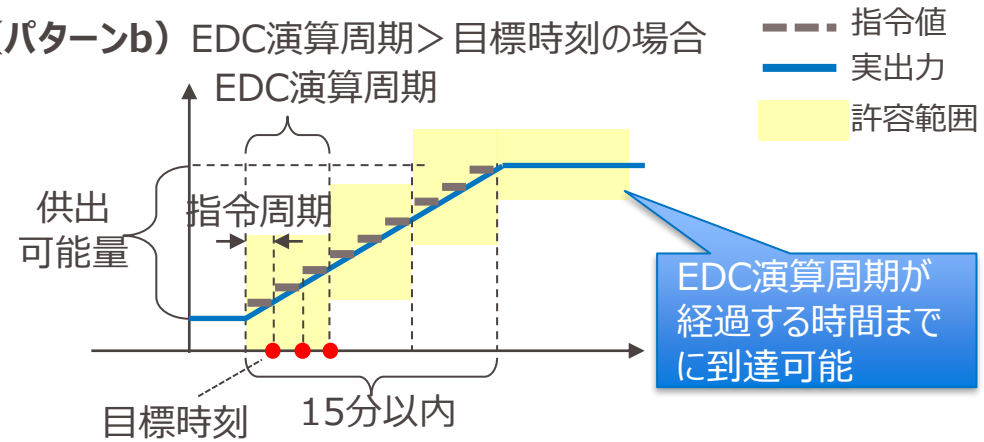
⑥応動時間、⑦供出可能量の確認に用いる性能データ例（単独発電機の出力変化曲線）

- 専用線オンラインで接続し、電源Ⅱ契約等または余力活用に関する契約を締結しているリソースに対しては、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、120スライド、121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】

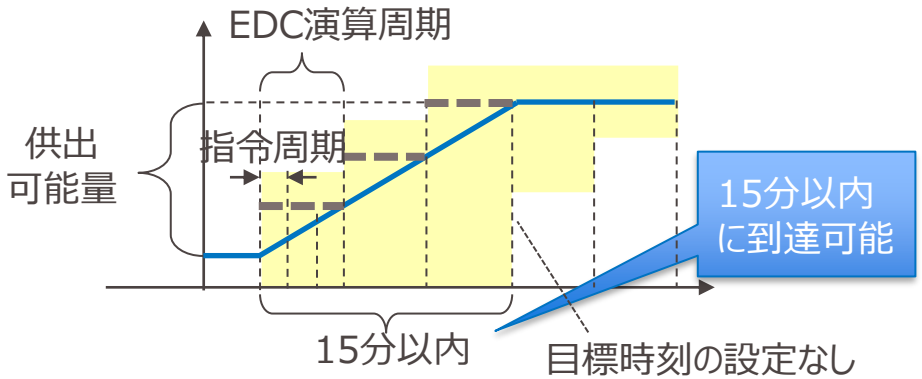
（パターンａ）EDC演算周期≦目標時刻の場合



（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。

取引規程 第3章 第22条、第23条、第4章26条

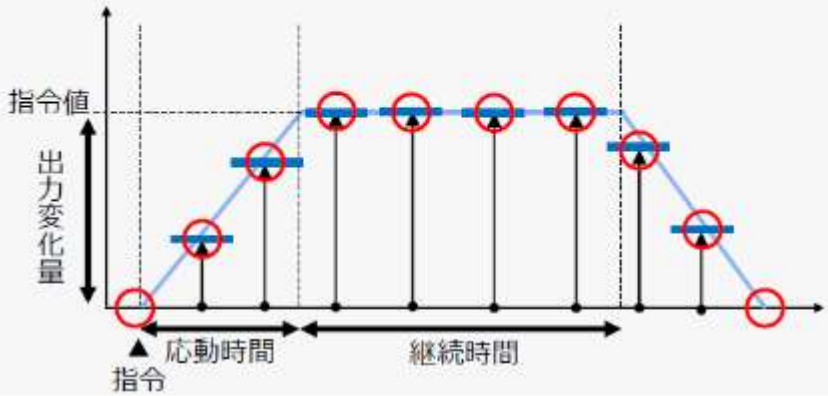
- 週間市場商品の応動評価は、事前審査、アセスメントともに「調整力型」の考え方として、指令に対する追従性を、より細かな粒度で確認します。

【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。



出所）第16回需給調整市場検討小委員会（2020.1.29）資料3をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2019/2019_jukyuchousei_16_haifu.html

取引規程 第3章 第22条、第24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±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

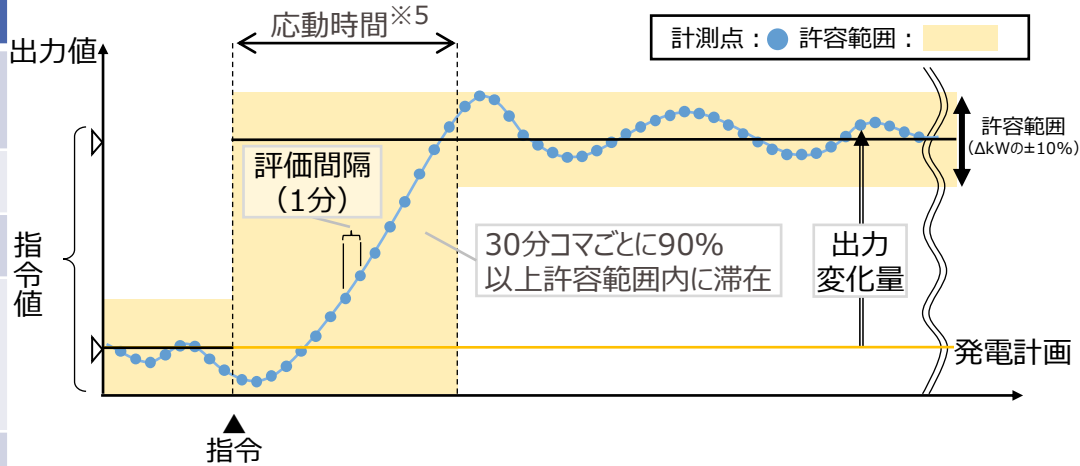
※1 ブロック開始後、最初の指令および出力が変化する場合、指令値ゼロの場合も含めて指令が発信され、最初の指令はブロック開始後15分を到達時刻とする指令を行う。
※2 実出力値での指令については簡易指令システムの改修が必要。
※3 指令無しの場合、指令量ゼロを指令値とする。

【計測時の基準の考え方】

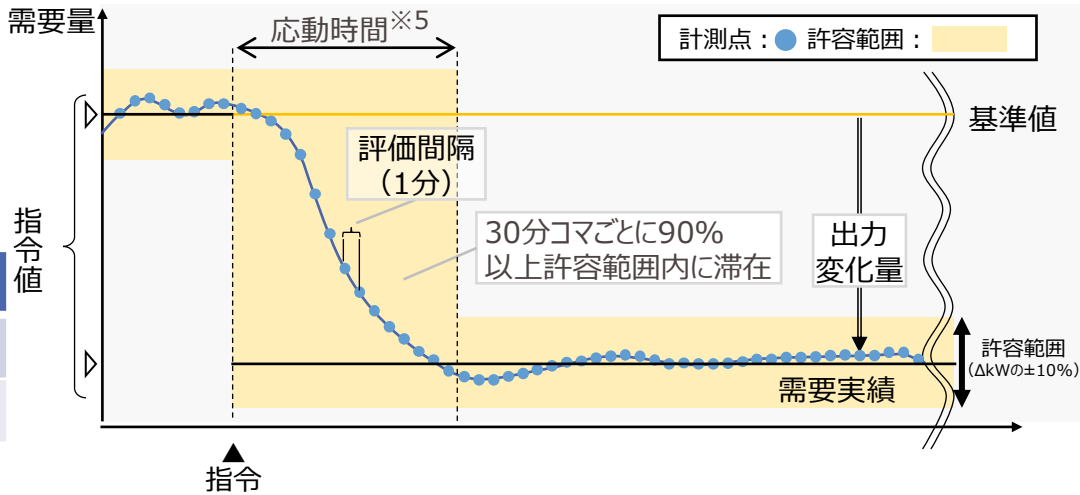
指令方法	基準の考え方
実出力値	発電計画※4
出力変化量	基準値

※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。

【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

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

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。

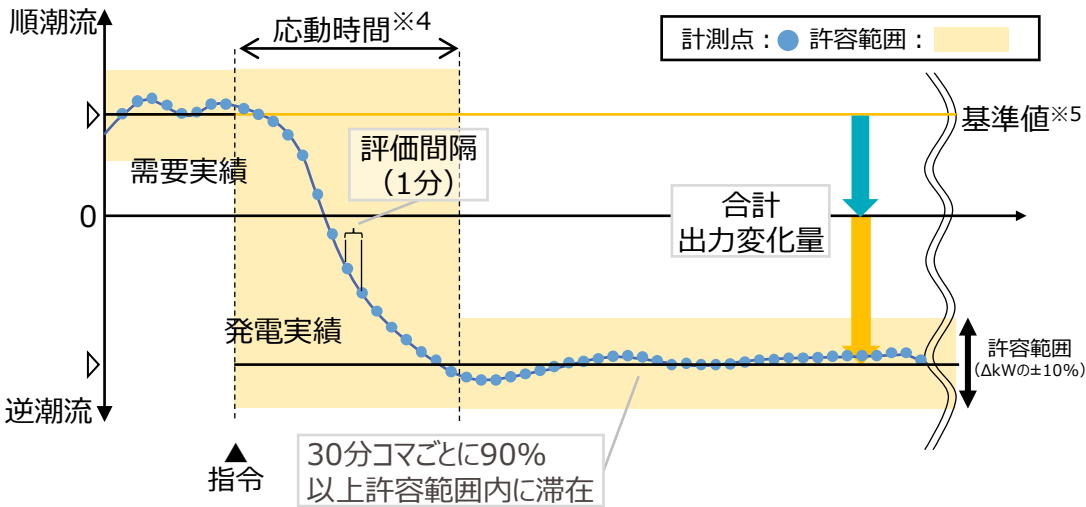
【具体的な方法（概要）】

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±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。

【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



※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。

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

取引規程 第3章 第22条、第24条、第8章 第39条

b. 実働試験の概要(4/4)

- 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、130～134スライドに示します)

【具体的な方法（概要）】

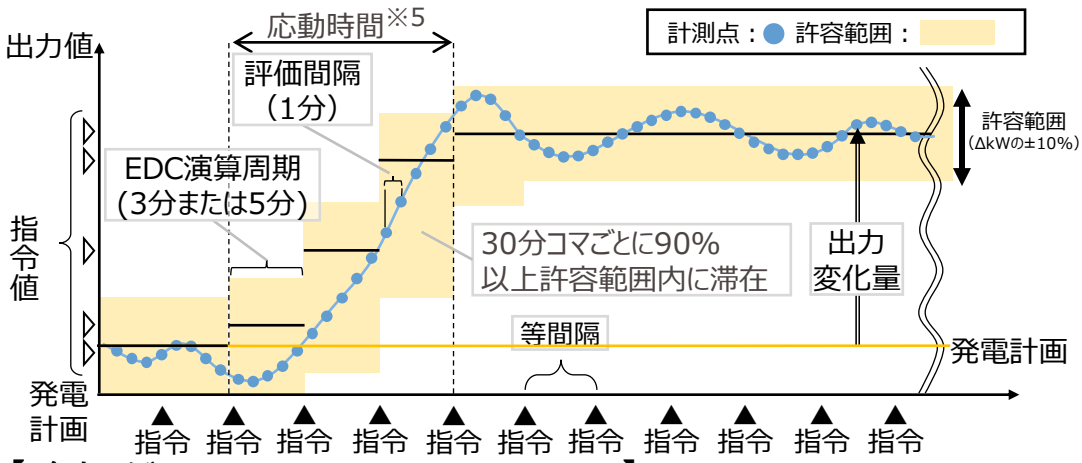
項目	実施内容
評価対象	実出力(需要実績)と基準の差※1 [発電端値を送電端値に換算し確認]
評価間隔	1分（オンライン）
許容範囲	指令値※2･3･4から落札されたΔkWの±10%
評価方法	1分ごとの全計測点を30分コマ単位で評価し、許容範囲への滞在率が90%(27/30点)以上となっていること
中間点	設定無し

【計測時の基準の考え方】

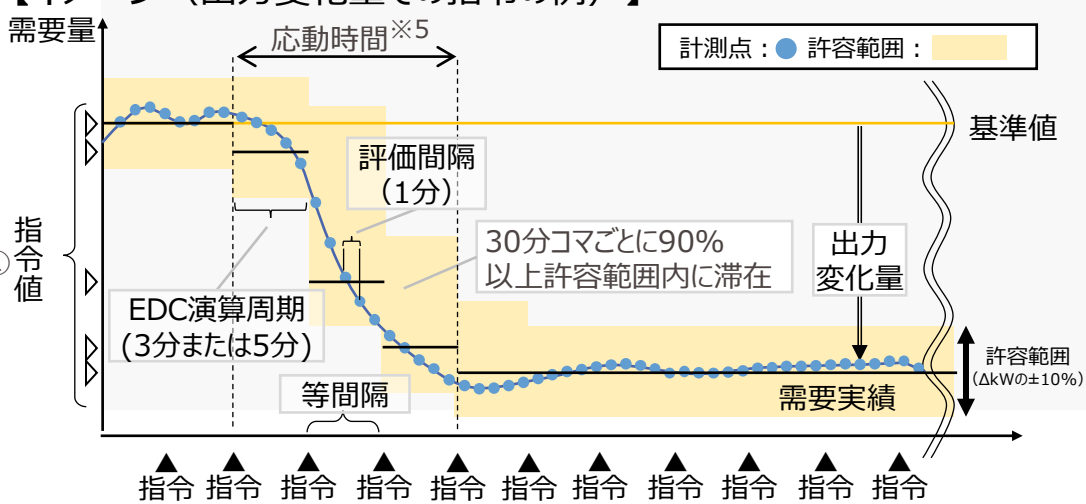
指令方法	基準の考え方
実出力値	発電計画※1
出力変化量	基準値

※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。

【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

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

取引規程 第3章 第22条、第24条、第8章 第39条

c. 単独発電機の実働試験 実施方法（1/2）

- 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3日間
   b. 試験時間：各々の日に対して取引規程第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1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、128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、専用線オンラインの場合は、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。

取引規程 第3章 第24条

c. 単独発電機の実働試験 実施方法（2/2）

- 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電源Ⅱ契約等および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3時間以上継続（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、電源Ⅱ契約等または余力活用に関する契約を締結している場合、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3時間以上継続（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）

- 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、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、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。

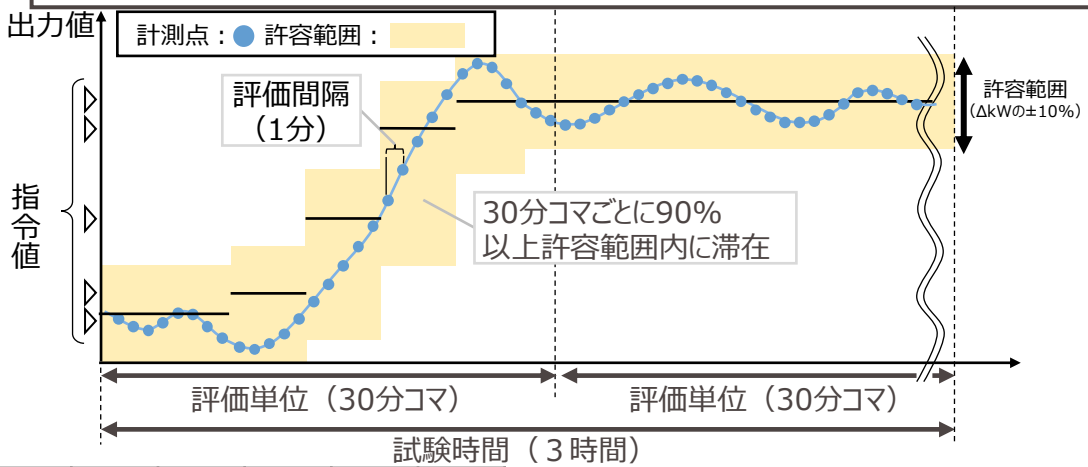
✓ 試験c：指令量がゼロの場合の応動を確認する試験
（取引規程第22条（確認項目）の(4)ニを確認）

- 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。

取引規程 第3章 第22条、第24条

d. 単独発電機の実働試験結果の評価（1/5）

- 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14-1(三次調整力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128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の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の場合に属地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。

取引規程 第3章 第24条

d. 単独発電機の実働試験結果の評価（2/5）

- 129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の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。

（専用線オンラインの場合）※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、ＥＤＣ指令周期で送信される指令値が変更されるごとに許容範囲の算定を行うこととします。

ＥＤＣ目標時刻がＥＤＣ演算周期よりも短いときは、「指令値変更に伴い応動している時間」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、ＥＤＣ演算周期において算定される指令値が変更されるごとに許容範囲の算定を行うこととします。

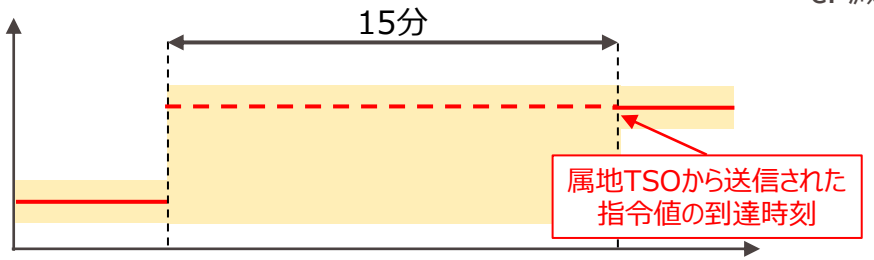
ＥＤＣ目標時刻について定めのない場合は属地TSOが指令を送信してから「15分間」とし、ＥＤＣ演算周期において算定される指令値が変更されるごとに許容範囲の算定を行うこととします。

※1 電源Ⅱ契約等または余力活用に関する契約を締結していない場合、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

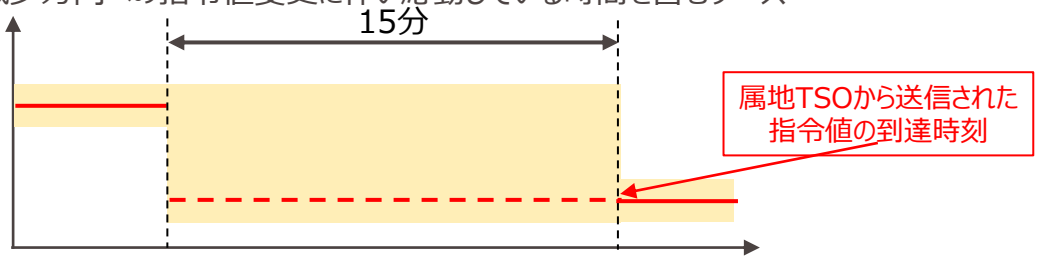
ｉ）「簡易指令システムの場合」

—: 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



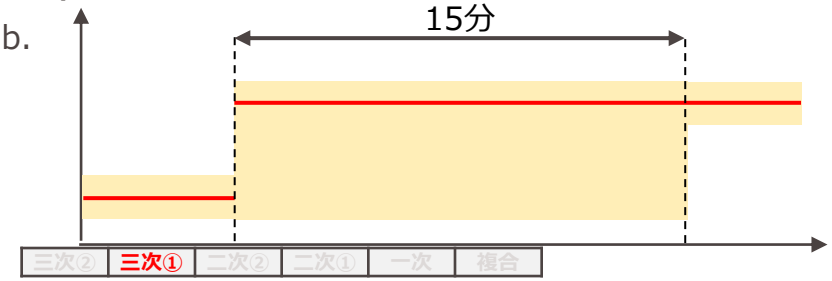
c. 減少方向への指令値変更に伴い応動している時間を含むケース



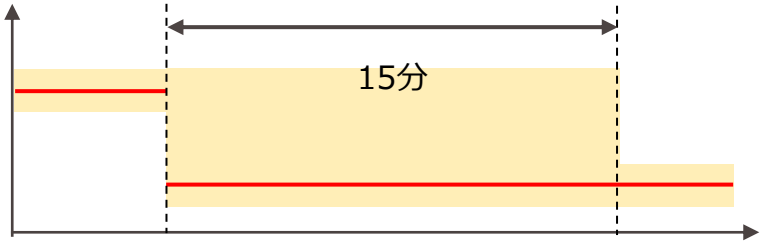
ⅱ）「専用線オンラインでＥＤＣ目標時刻について定めのない場合」

—: 指令値　: 許容範囲　⟷: 指令値変更に伴い応動している時間

b.



c.

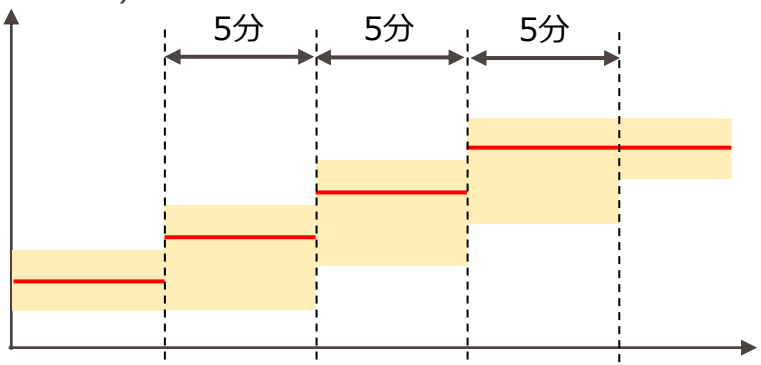


取引規程
第3章 第24条
第8章 第39条

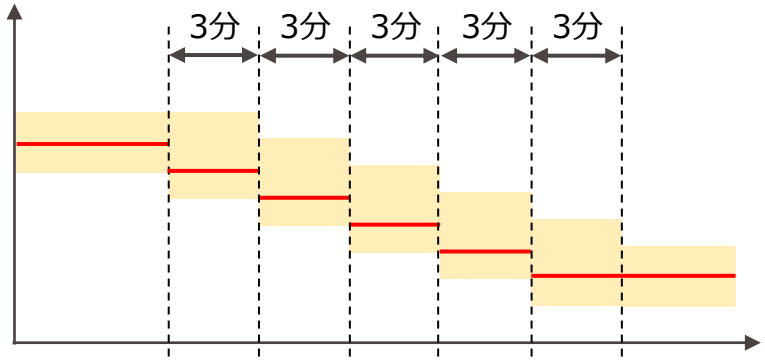
d. 単独発電機の実働試験結果の評価（3/5）

iii)「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「5分後」、ＥＤＣ演算周期が「5分」の場合の例）

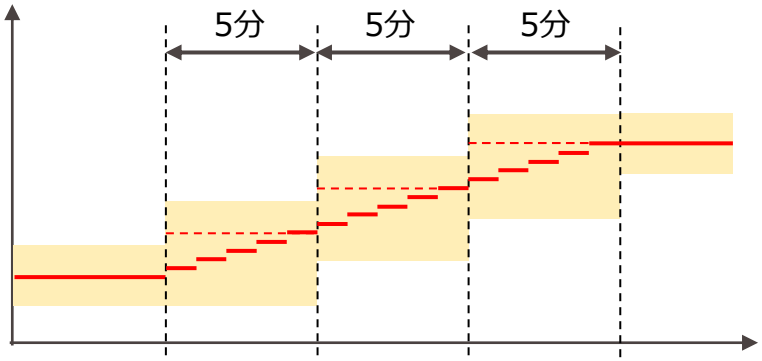


c. 減少方向への指令値変更に伴い応動している時間を含むケース
（ＥＤＣ目標時刻が「3分後」、ＥＤＣ演算周期が「3分」の場合の例）

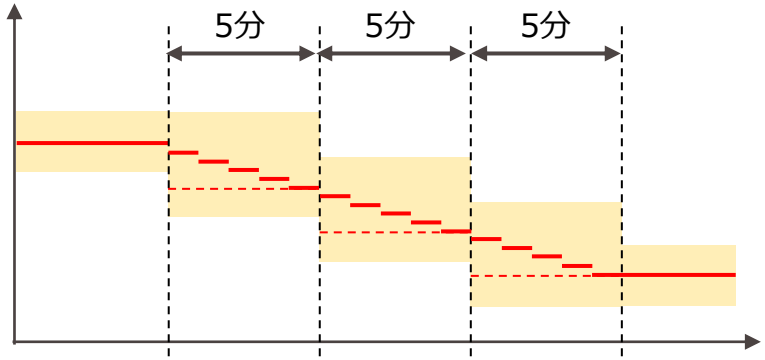


iv)「専用線オンラインで “ＥＤＣ目標時刻＜ＥＤＣ演算周期” のEDC制御を行なった場合」※

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）



※ 手動の指令値等でEDCを模擬する場合を含む

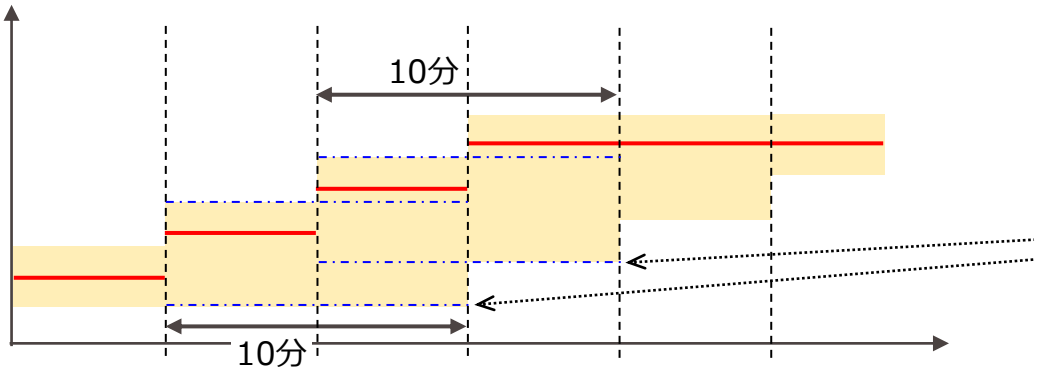
—：指令値　　：許容範囲　　⟷：指令値変更に伴い応動している時間

取引規程 第3章 第24条、第8章 第39条

d. 単独発電機の実働試験結果の評価（4/5）

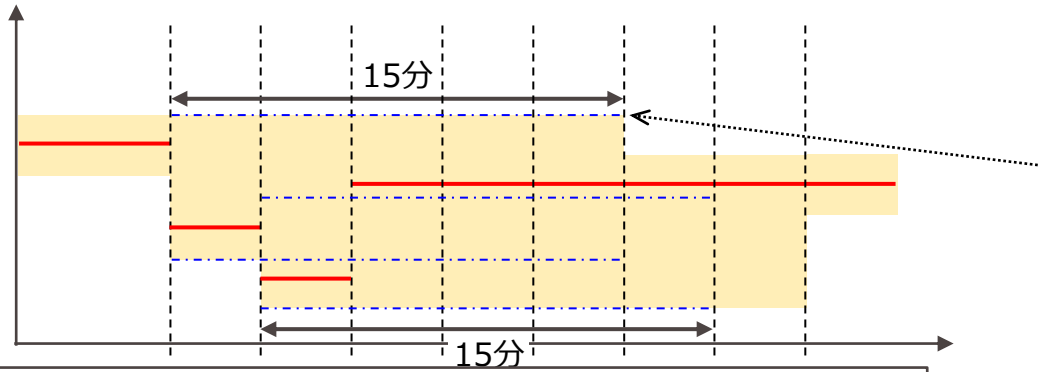
- 指令値変更に伴い応動している時間に新たに指令値の変更が行われた場合は、変更前の指令値に対し算定した上限値および下限値を、前述のi)～ⅳ)で示した時間保持するものとします。
- 複数の指令値変更に伴い応動している時間が重なる場合は、最も大きい上限値から最も小さい下限値の間を（重なった期間における）許容範囲とします。

（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。

—：指令値　　：許容範囲　　⟷：指令値変更に伴い応動している時間

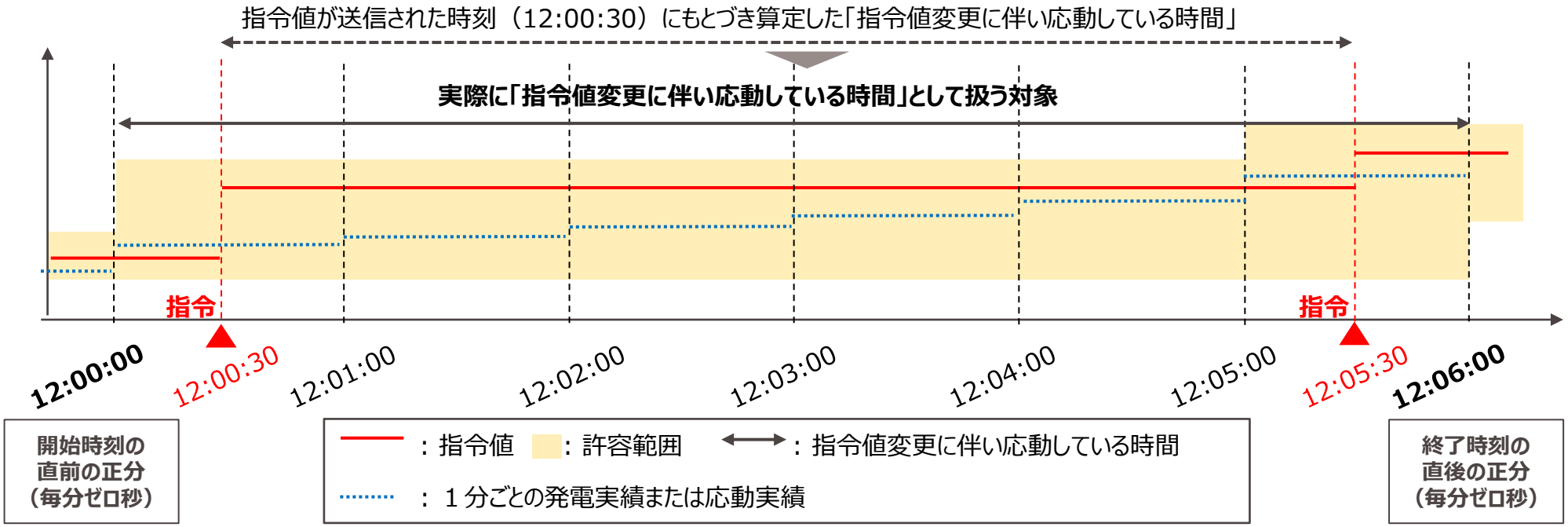
※ 手動の指令値等でEDCを模擬する場合を含む

取引規程 第3章 第24条、第8章 第39条

d. 単独発電機の実働試験結果の評価（5/5）

- 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



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

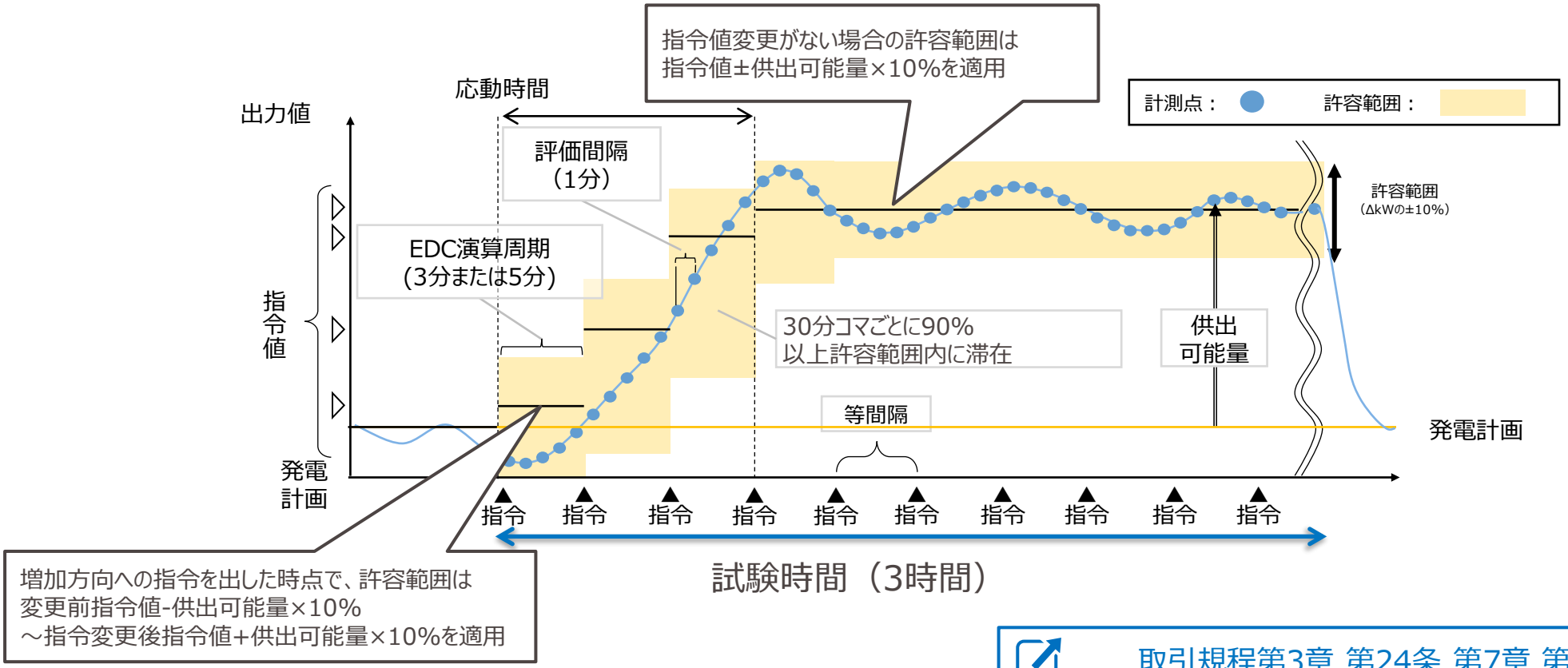
※11:59:00～12:00:00および12:06:00～12:07:00を計測対象時間とする実績の評価においては、この拡大された許容範囲は適用しません。

取引規程 第3章 第24条、第8章 第39条

(参考) 専用線オンラインによる指令方法

- 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）】



取引規程第3章 第24条 第7章 第35条

(参考) 簡易指令システムによる指令方法（1/2）

①基本的な考え方

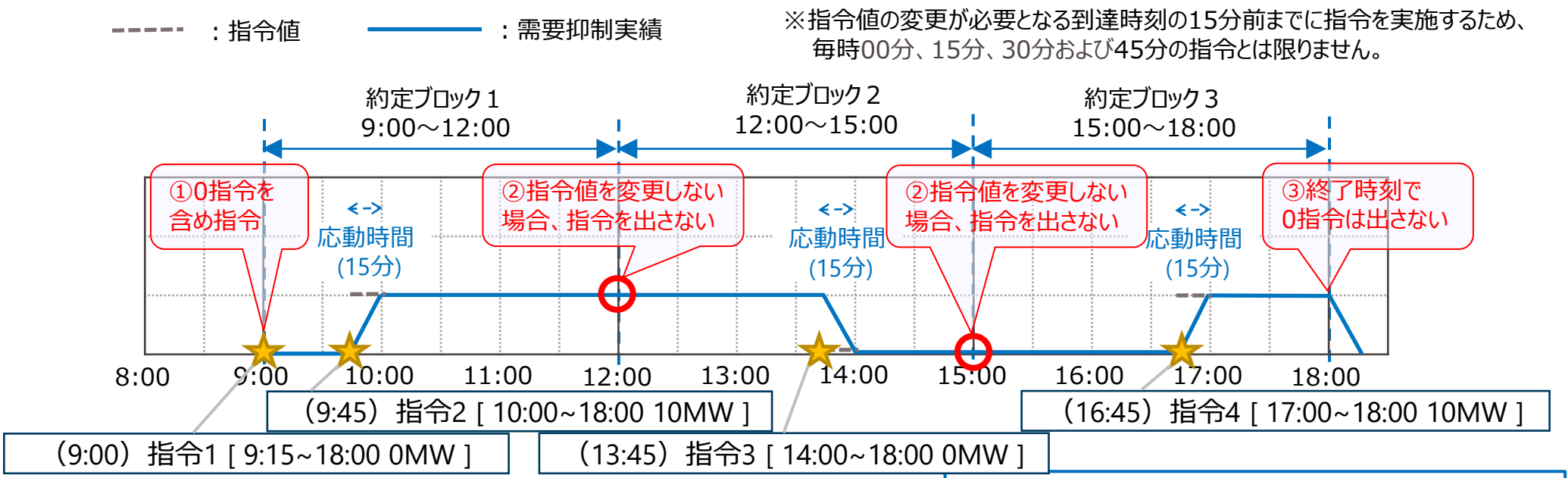
- 約定ブロック内において、到達時刻の15分前までに5分間隔で、属地TSOから指令値ゼロも含めて指令を行います。

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。



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

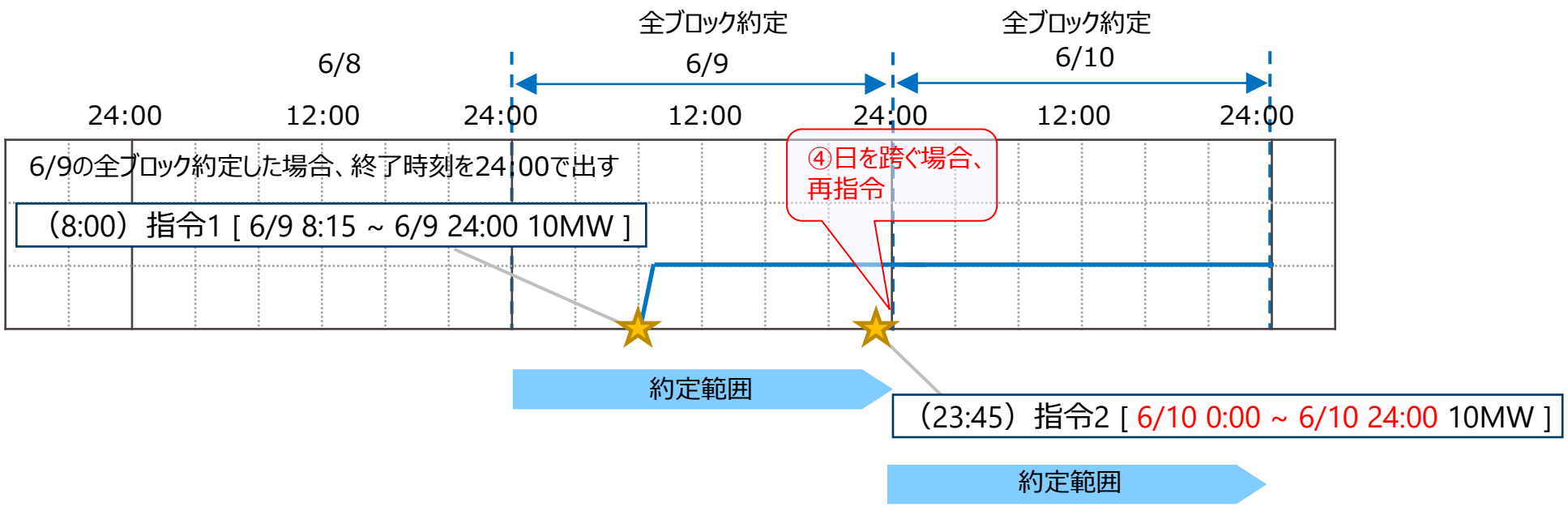
(参考) 簡易指令システムによる指令方法（2/2）

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。



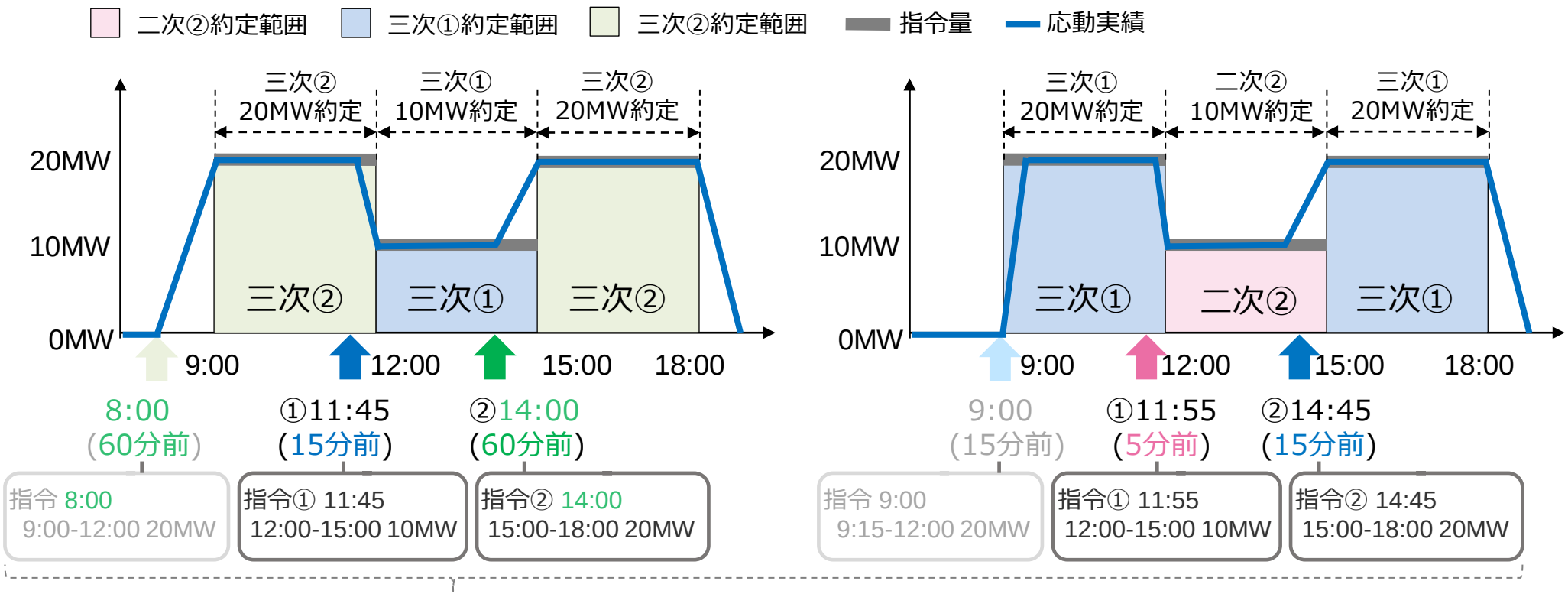
取引規程 第3章 第24条 第7章 第35条

（参考）二次調整力②・三次調整力①②を連続して約定した場合の簡易指令システムによる指令方法（1/2）

修正

- 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。（2025年３月31日までを実需給とする取引にあっては、次スライドを参照。）

【指令方法の例（需要リソース）】



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。

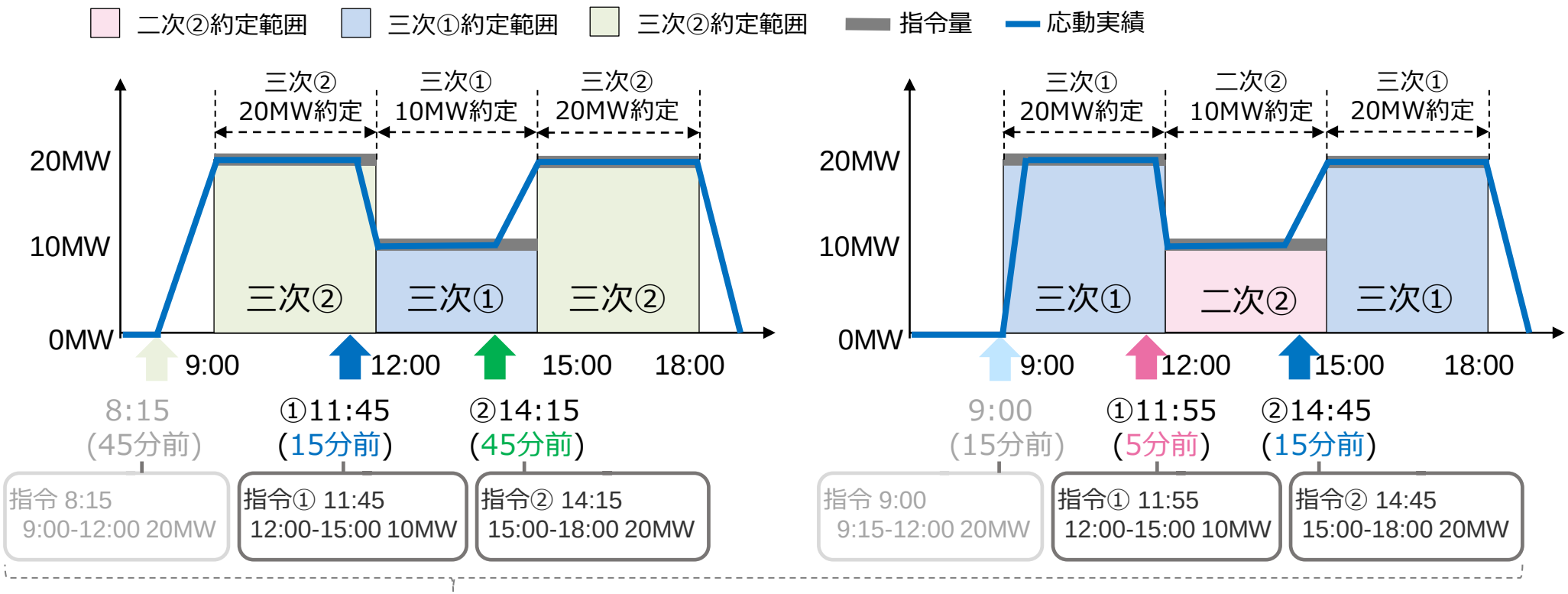
取引規程 第7章 第35条

（参考）二次調整力②・三次調整力①②を連続して約定した場合の簡易指令システムによる指令方法（2/2）

新規

- 2025年３月31日までを実需給とする取引にあっては、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45分前）までに、それぞれを指令します。

【指令方法の例（需要リソース）】



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。

取引規程 第7章 第35条

（参考）複合商品・三次調整力①②を連続して約定した場合の簡易指令システムによる指令方法

修正

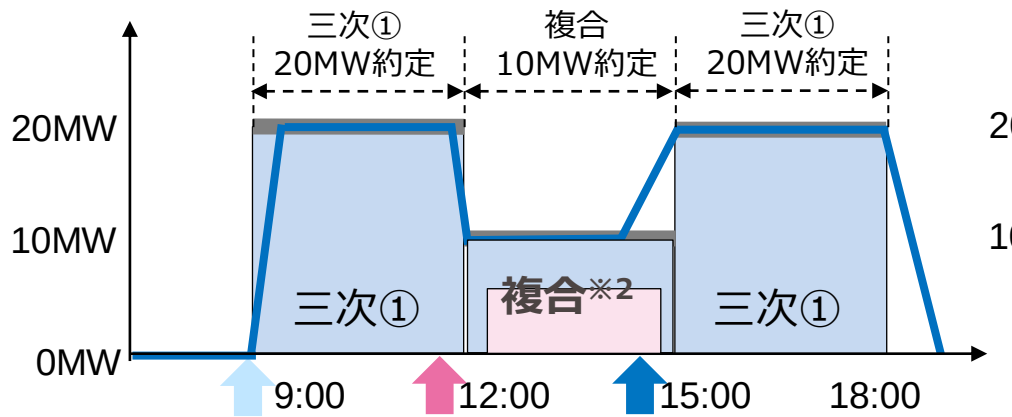
- 三次調整力①と複合商品（三次調整力①と二次調整力②が複合）で連続して約定※1し、商品区分を跨ぐ場合、三次調整力①は約定ブロックの15分前までに、複合商品は約定ブロックの5分前までに、それぞれを指令します。

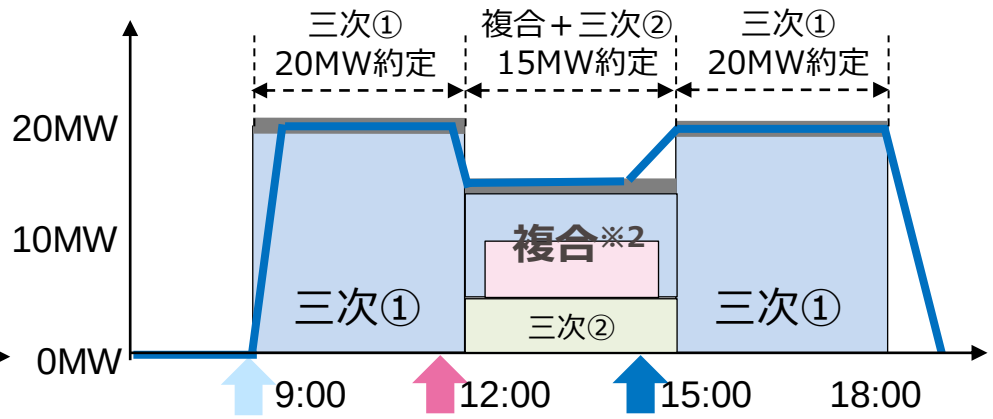
※1　同一提供期間に、複合商品と三次調整力②が約定した場合も同様

【指令方法の例（需要リソース）】

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）





9:00（15分前）	①11:55（5分前）	②14:45（15分前）
指令 9:00 9:15-12:00 20MW	指令① 11:55 12:00-15:00 10MW	指令② 14:45 15:00-18:00 20MW

9:00（15分前）	①11:55（5分前）	②14:45（15分前）
指令 9:00 9:15-12:00 20MW	指令① 11:55 12:00-15:00 15MW	指令② 14:45 15:00-18:00 20MW

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。

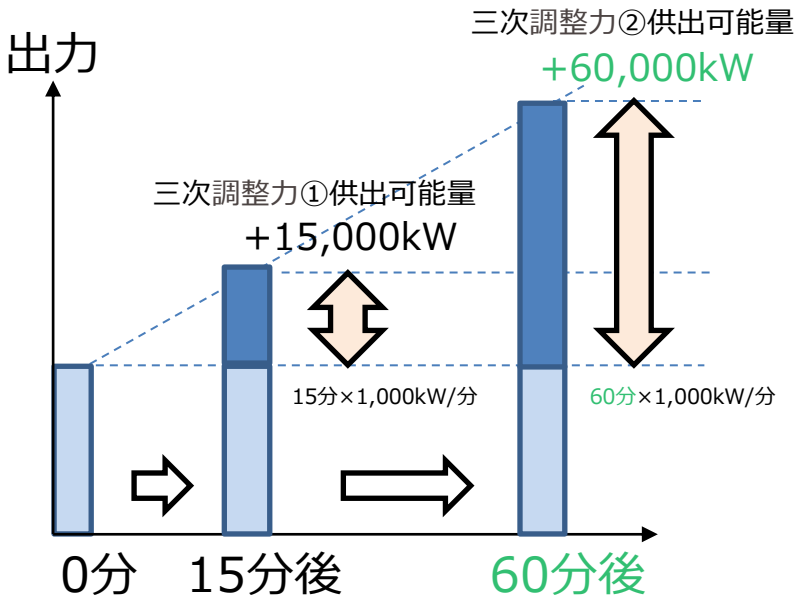
取引規程 第7章 第35条

(参考)二次②、三次①②を同一提供期間に約定した際の簡易指令システムの指令方法（1/2）

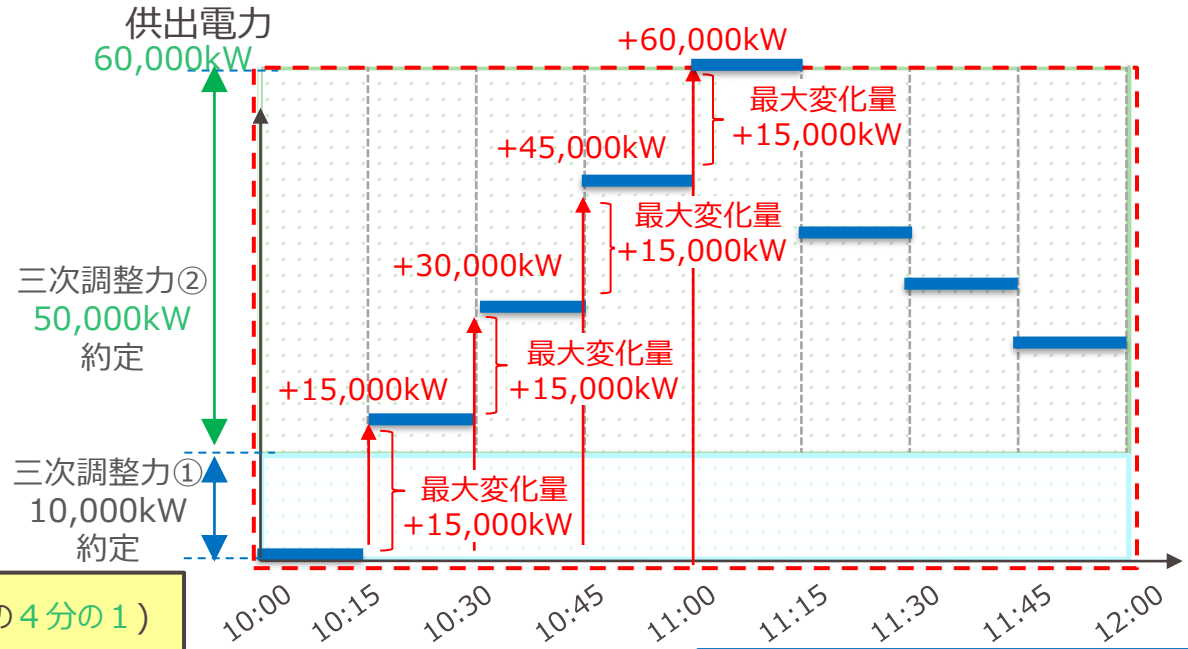
修正

- 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（2025年３月31日までを実需給とする取引にあっては、次スライドを参照）」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（2025年３月31日までを実需給とする取引にあっては、次スライドを参照）」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）】



同一提供期間に三次調整力①と三次調整力②で約定している場合



Max(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)
⇒15,000kW/15分以内の指令変化とします

三次② 三次① 二次② 二次① 一次 複合

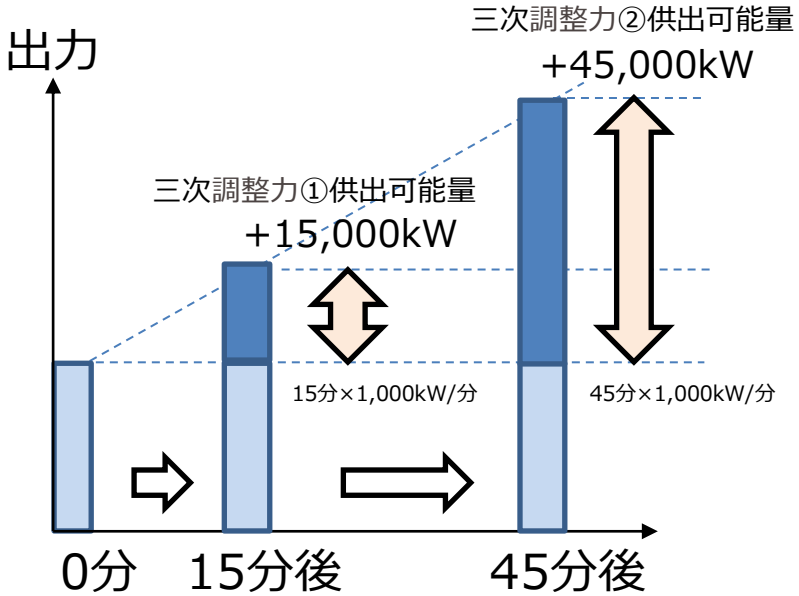
取引規程 第7章 第35条

(参考)二次②、三次①②を同一提供期間に約定した際の簡易指令システムの指令方法（2/2）

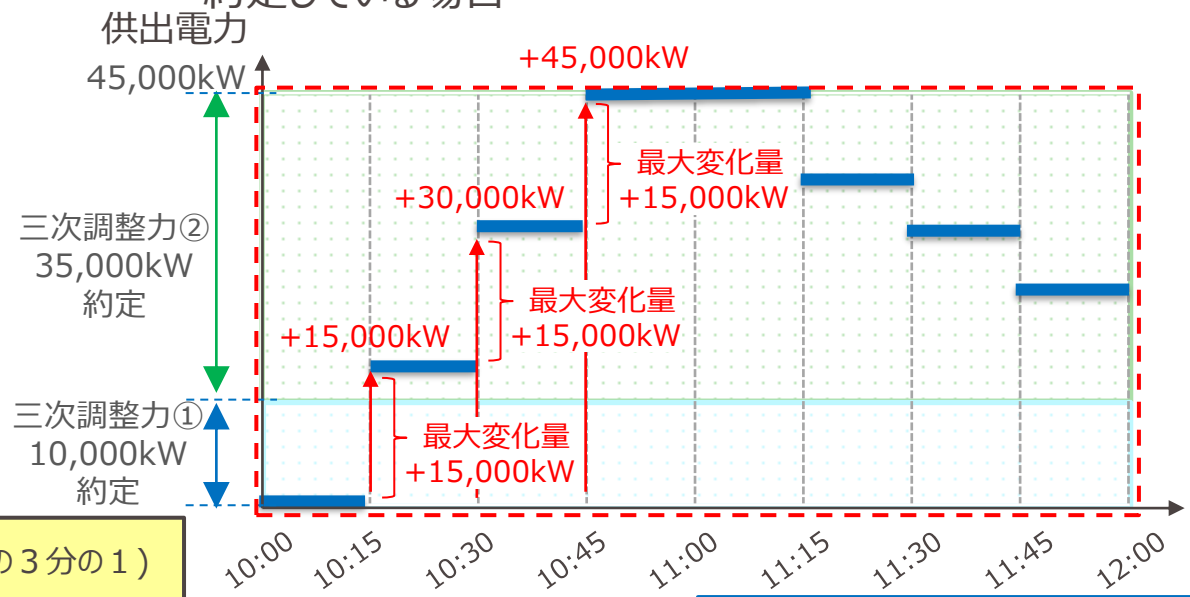
新規

- 2025年３月31日までを実需給とする取引にあっては、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３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９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）】



同一提供期間に三次調整力①と三次調整力②で約定している場合



Max(三次調整力①供出可能量、三次調整力②供出可能量の３分の１)
⇒15,000kW/15分以内の指令変化とします

三次② 三次① 二次② 二次① 一次 複合

取引規程 第7章 第35条

e. 各リスト・パターンの実働試験実施方法（1/3）

- 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。

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3日間
   b. 試験時間：各々の日に対して取引規程第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1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、144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（3時間））の1分基準値電力（事前予測型）、１分発電計画電力を、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）、1分発電計画電力、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）、1分発電計画電力、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。

取引規程 第3章 第24条

e. 各リスト・パターンの実働試験実施方法（2/3）

- 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3日間
   b. 試験時間：各々の日に対して取引規程第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1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、144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. 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）、需要実績および応動実績（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。

取引規程 第3章 第24条

e. 各リスト・パターンの実働試験実施方法（3/3）

- 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、事前予測型を設定している場合、1分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分発電計画電力または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、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3時間以上継続（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、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、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、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、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）

- 1分発電計画電力、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。

取引規程 第3章 第24条

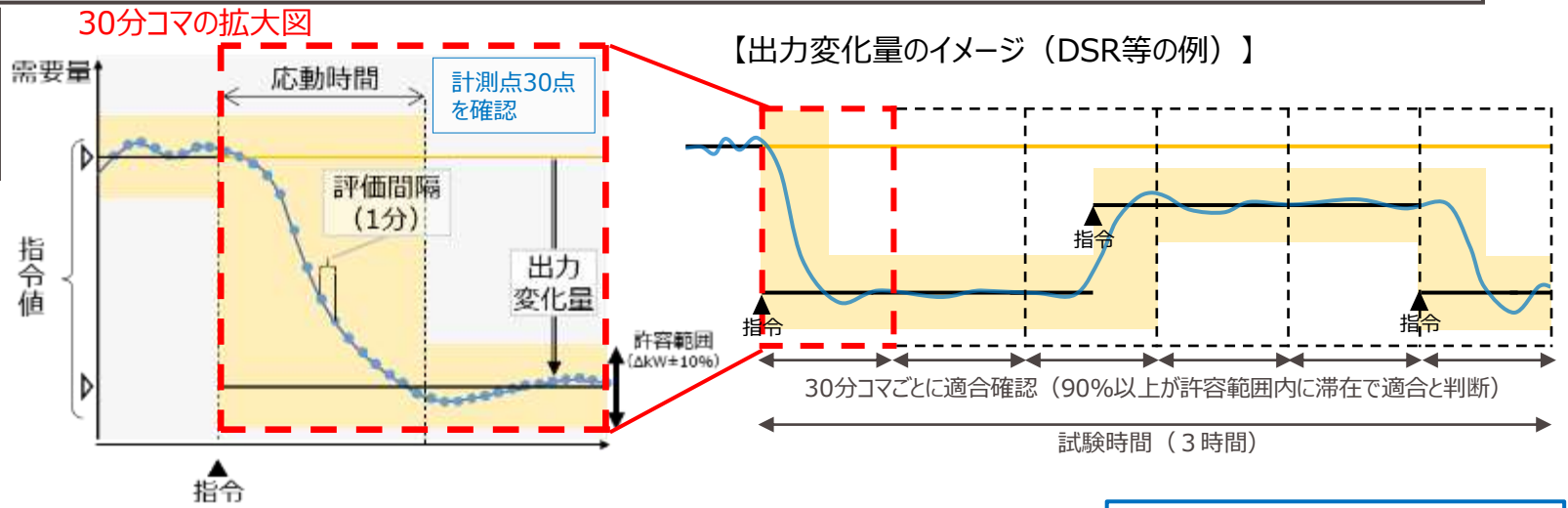
- 実働試験の評価は、属地TSOにて下記の手順で行います。
  1. 実働試験対象時間において、所定の様式17-2、17-3、17-4(三次調整力①・二次調整力②【各リスト・パターン】応動実績提出用フォーマット【事前審査（実働試験用）】)にて提出された1分ごとの1分発電計画電力、1分基準値電力（事前予測型）または1分基準値電力（直前計測型）、実績データおよび応動実績を用いて評価します。
  2. 実働試験対象時間において、応動実績が許容範囲内であることを1分ごとに確認します。評価は30分コマ単位に行い、計測点30点のうち90%以上が許容範囲内である場合に要件に適合していると判断します。なお、適合している場合144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%」

○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。



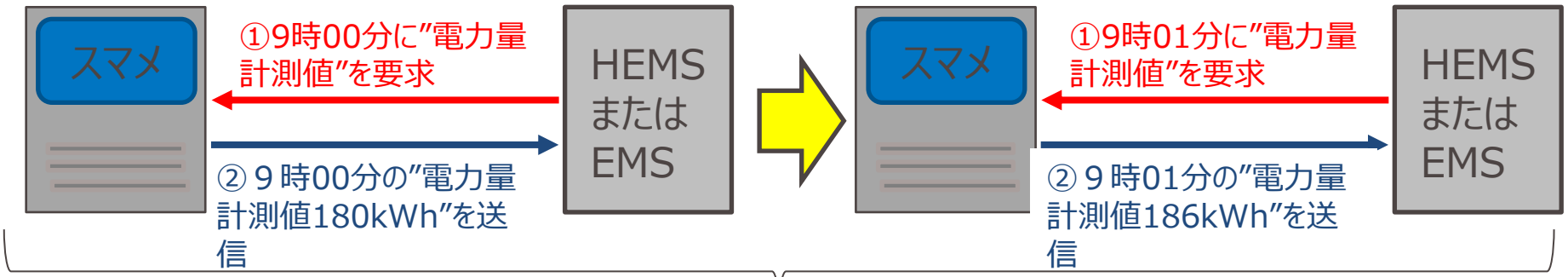
出所）第17回需給調整市場検討小委員会（2020.6.12）資料2-1をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2020/files/jukyu_shijyo_17_02_01.pdf

取引規程 第3章 第24条

(参考) １分kW値の作成例

- 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。

〇1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、186kWh－180kWh=6kWh
9時00分から9時01分の1分平均電力kWは、6kWh×60＝360kW

〇事前審査の評価は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。
〇なお、46～48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。

【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】

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

取引規程 第3章 第24条

別冊（二次調整力②）
事前審査

a. 性能確認(1/7)

- 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。

第26条に定める要件（二次調整力②）		確認項目	性能データに関わる提出資料
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 ※ 電源Ⅱ周波数調整力契約または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。

取引規程 第3章 第22条、第23条、第4章 第26条

a. 性能確認(2/7)

第26条に定める要件（二次調整力②）		確認項目	性能データに関わる提出資料
⑥応動時間	５分以内※1 ※1 専用線オンラインで接続し、電源Ⅱ周波数調整力契約または余力活用に関する契約し二次調整力②相当の機能を有する単独発電機の場合、154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、電源Ⅱ周波数調整力契約または余力活用に関する契約し二次調整力②相当の機能を有する単独発電機に対して、ＥＤＣ制御を行った場合（手動の指令値等でＥＤＣ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、別表2に定めるＥＤＣ目標時刻までに到達すること。ただし、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時間までに到達すること。また、ＥＤＣ目標時刻について定めのない場合は、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、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。	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３時間継続 (2-4)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 (2-5)なお、(1)または(2)における最低出力が、501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		

取引規程 第3章 第22条、第23条、第4章 第26条

a. 性能確認(3/7)

第26条に定める要件（二次調整力②）		確認項目	性能データに関わる提出資料
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。 (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3時間以上※2の運転を継続していること※1 (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3時間以上※2継続していること※1 ※1　30分以上継続して出力した場合、技術的な理由（蓄電池等における容量の制約等による理由は除く）等により、休止時間が必要となる場合は、以下の(イ)および(ロ)が確認できるもの。 (イ)休止時間が必要となる技術的な理由を確認できるもの。 (ロ)休止時間が経過した後、指令への応動が可能であることが確認できるもの ※2　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3時間継続を確認する
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

取引規程 第3章 第22条、第23条、第4章 第26条

a. 性能確認(4/7)

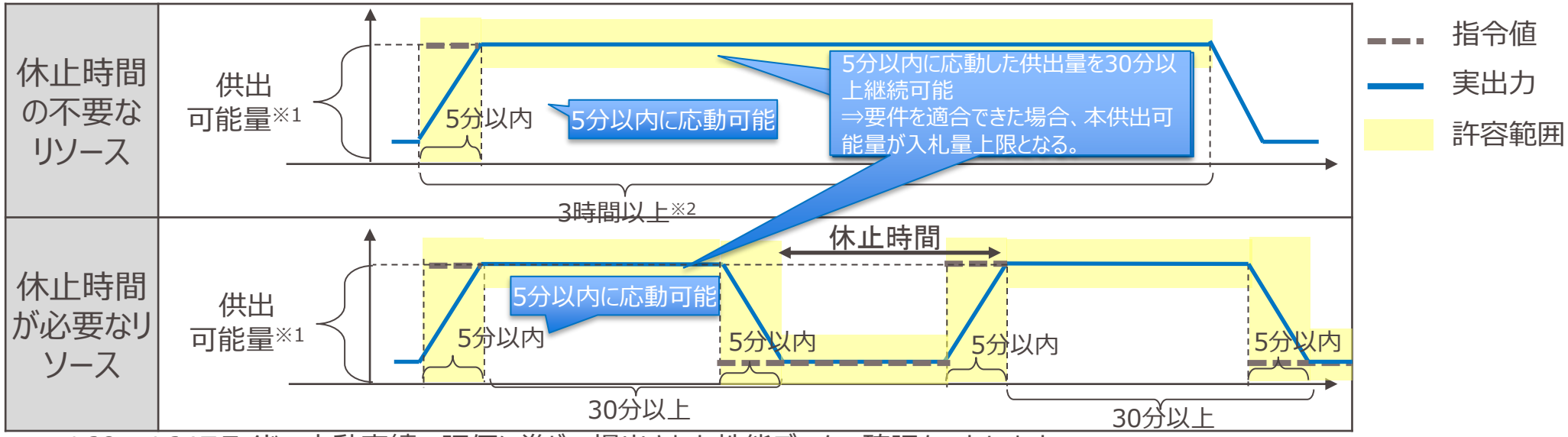
第26条に定める要件（二次調整力②）		確認項目	性能データに関わる提出資料
⑩ 各リスト・パターン	-	(1)需要家リスト・パターンおよびネガポジリスト・パターン 取引会員間の需要リソースに重複がないことおよび需要リソースが複数の小売電気事業者に所属していないこと。 需要リソースが需要抑制量調整供給契約を締結している場合、当該需要リソースが所属する需要抑制バランシンググループに、当該需要家リスト・パターンまたはネガポジリスト・パターンに属さない需要者を含まないこと。 異なる系統コードに属する需要家リスト・パターンまたはネガポジリスト・パターンの間および異なる基準値の設定方法における需要家リスト・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。	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

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継続時間の確認に用いる性能データ例（単独発電機の出力変化曲線）

- 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、3時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。
- なお、30分以上継続して出力した後、技術的な理由等により休止時間が必要となるリソースの場合で、属地TSOが認めるときは、あらかじめ定めた時間休止できるものとします。
  - ✓ 本実績データにより、149スライドの(2-1)、150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】電源Ⅱ周波数調整力契約または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（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ている専用線の単独発電機の場合は5分以内ではなく154スライド記載の到達時間以内に到達すること）



160～164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

※1 すべての要件を満たした場合入札量上限となる

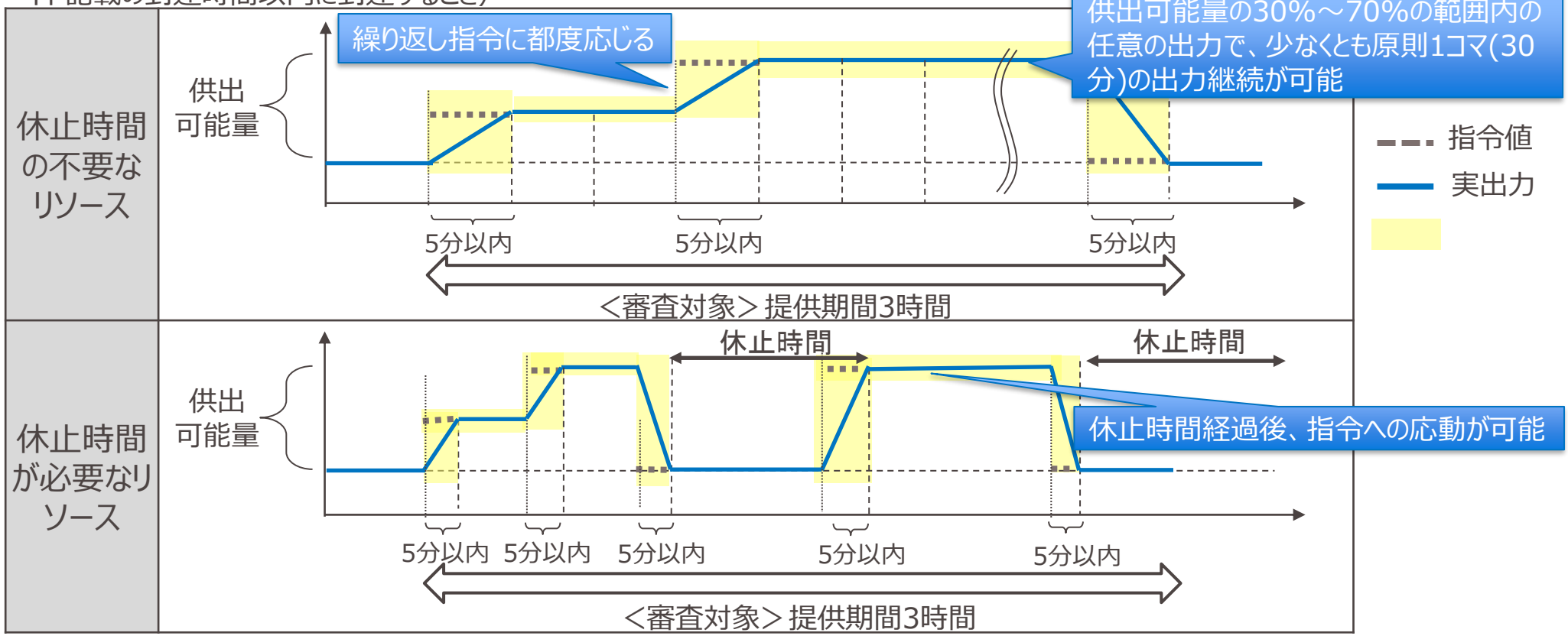
※2 ⑥応動時間、⑦供出可能量および⑧継続時間を合わせて確認できる稼働データを提出する場合は、応動時間を含めた3時間継続を確認する。

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継続時間の確認に用いる性能データ例（単独発電機の出力変化曲線）

- 下記単独発電機の出力変化曲線にて、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、149スライドの(2-2)および(2-4)を確認可能です。

【性能データ例】電源Ⅱ周波数調整力契約または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（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ている専用線の単独発電機の場合は5分以内ではなく154スライド記載の到達時間以内に到達すること）

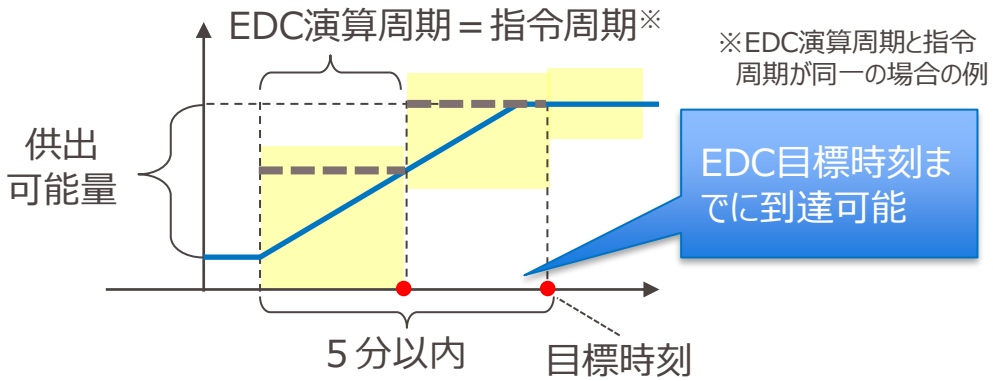


取引規程 第3章 第22条、第23条、第4章26条

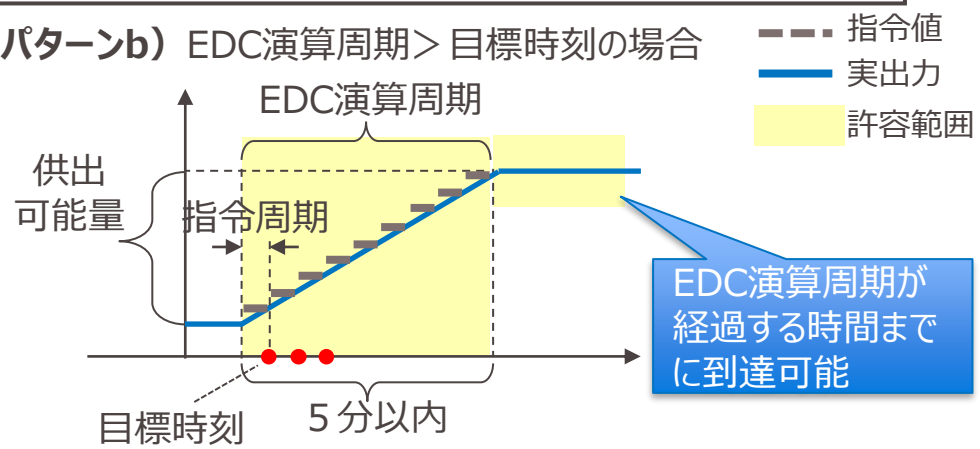
⑥応動時間、⑦供出可能量の確認に用いる性能データ例（単独発電機の出力変化曲線）

- 専用線オンラインで接続し、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ているリソースに対しては、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、152スライド、153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】

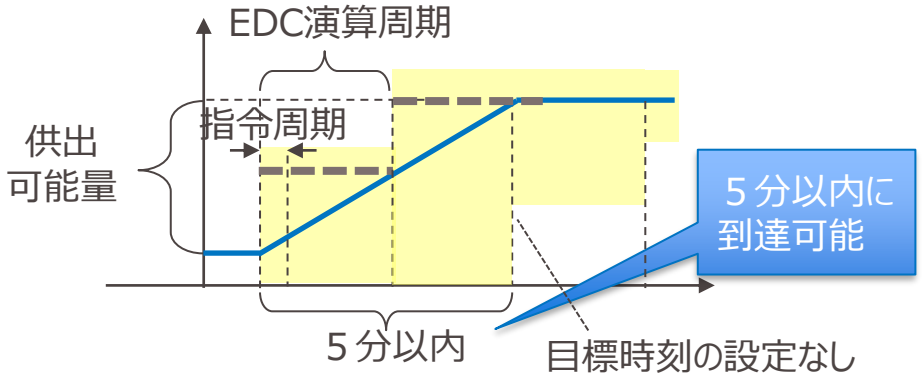
（パターンａ）EDC演算周期≦目標時刻の場合



（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±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

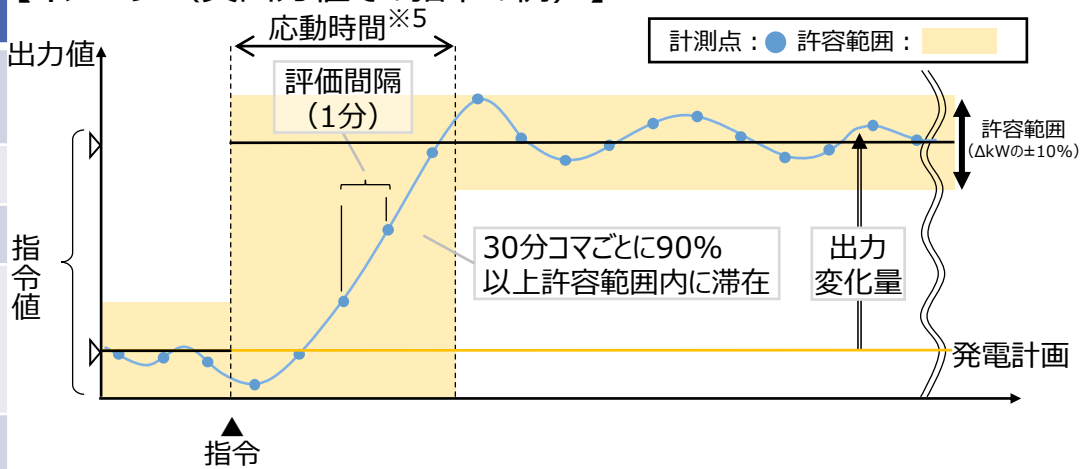
※1 ブロック開始後、最初の指令および出力が変化する場合、指令値ゼロの場合も含めて指令が発信され、最初の指令はブロック開始後５分を到達時刻とする指令を行う。
※2 実出力値での指令については簡易指令システムの改修が必要。また、休止時間を反映した簡易指令システム向け指令値を作成するためには中給システムの改修が必要。
※3 指令無しの場合、指令量ゼロを指令値とする。

【計測時の基準の考え方】

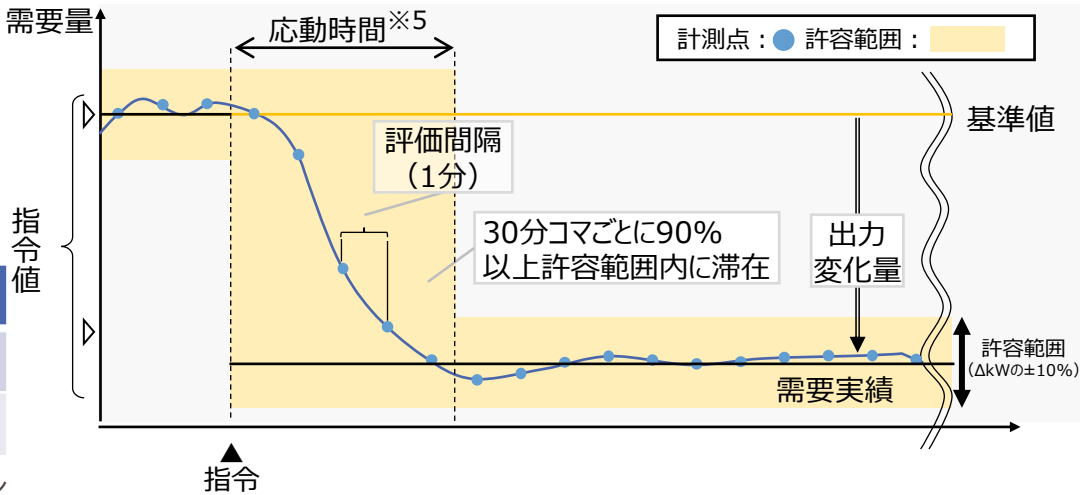
指令方法	基準の考え方
実出力値	発電計画※4
出力変化量	基準値

※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

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

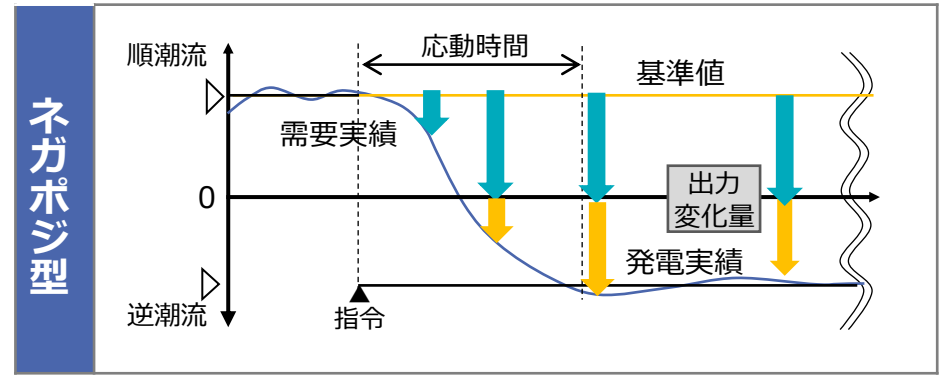
取引規程 第3章 第22条、第24条、第8章 第39条

● 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）】

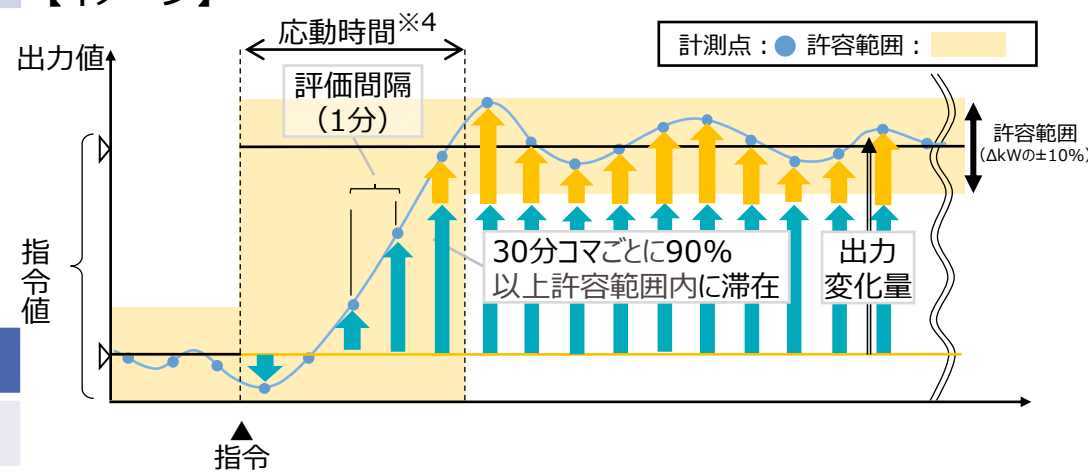
項目	実施内容
評価対象	実出力(需要実績)と基準の差 [送電端で確認(発電端値は送電端値に換算)]
評価間隔	1分（オンライン）
許容範囲	指令値※1･2･3から落札されたΔkWの±10%
評価方法	1分ごとの全計測点を30分コマ単位で評価し、許容範囲への滞在率が90%(27/30点)以上となっていること
中間点	設定無し

※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。



※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

【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

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

取引規程 第3章 第22条、第24条、第8章 第39条

b. 実働試験の概要(3/3)

- 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、161～165スライドに示します)

【具体的な方法（概要）】

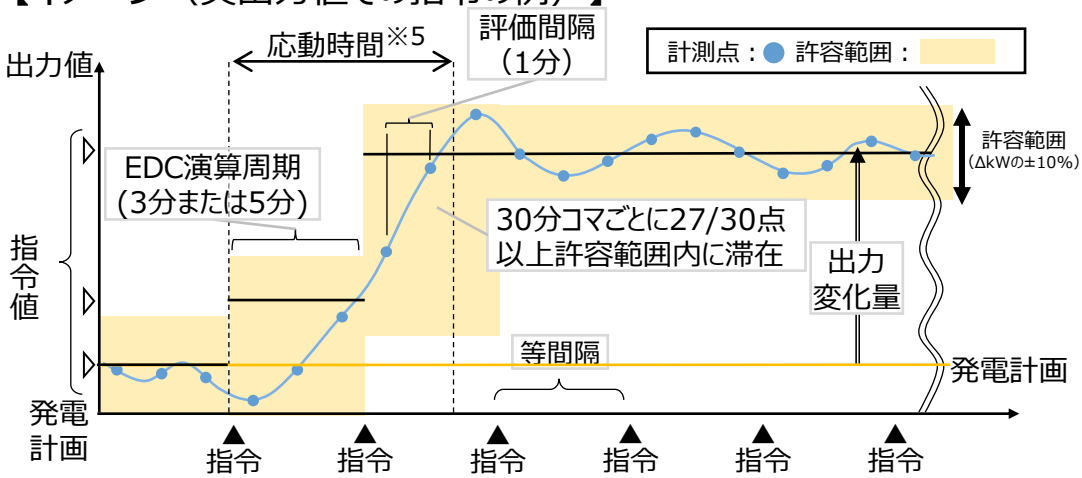
項目	実施内容
評価対象	実出力(需要実績)と基準の差※1 [発電端値を送電端値に換算し確認]
評価間隔	1分（オンライン）
許容範囲	指令値※2･3･4から落札されたΔkWの±10%
評価方法	1分ごとの全計測点を30分コマ単位で評価し、許容範囲への滞在率が90%(27/30点)以上となっていること
中間点	設定無し

【計測時の基準の考え方】

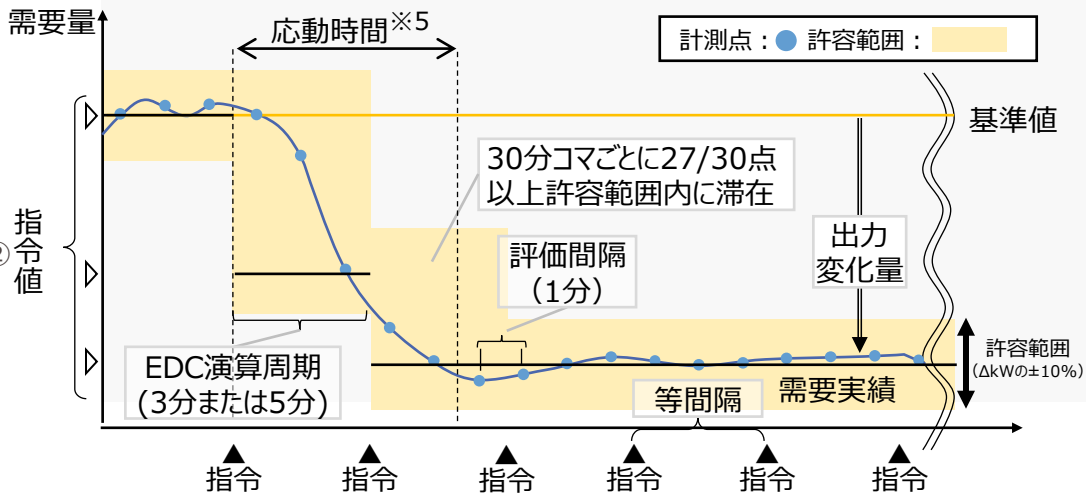
指令方法	基準の考え方
実出力値	発電計画※1
出力変化量	基準値

※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。

【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

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

C. 単独発電機の実働試験 実施方法（1/2）

- 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3日間
   b. 試験時間：各々の日に対して取引規程第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1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、159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、専用線オンラインの場合は、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。

取引規程 第3章 第24条

c. 単独発電機の実働試験 実施方法（2/2）

- 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3時間以上継続（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、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ている場合、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3時間以上継続（応動時間を含む）できることを確認します。
- 休止時間が必要となる場合、30分以上継続して供出可能量で出力した後に発電計画電力まで減少させ、休止時間経過後に指令への応動が可能であ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）

- 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、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、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

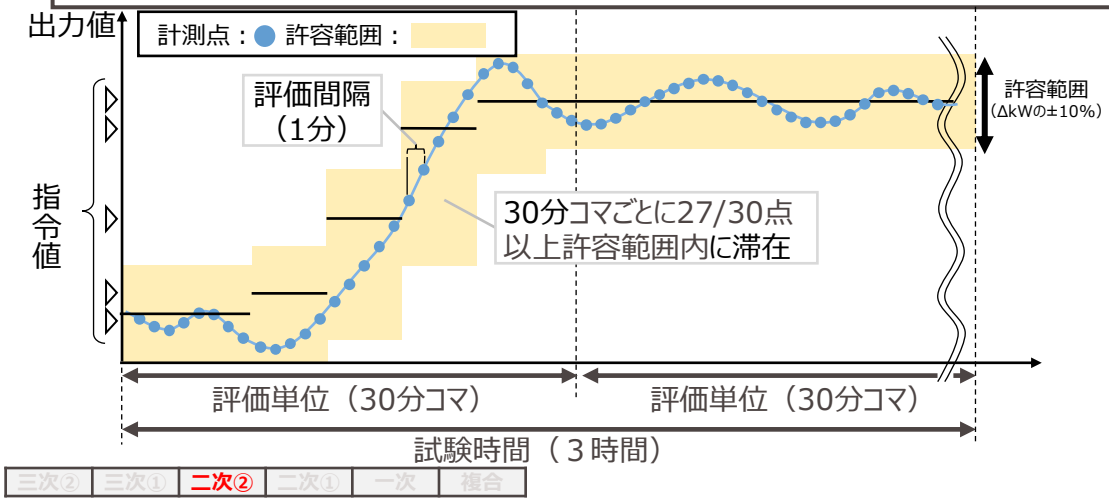
（取引規程第22条（確認項目）の(4)ニを確認）

- 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。

取引規程 第3章 第22条、第24条

d. 単独発電機の実働試験結果の評価（1/5）

- 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159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の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の場合に属地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。

取引規程 第3章 第24条

d. 単独発電機の実働試験結果の評価（2/5）

- 160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の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。

（専用線オンラインの場合）※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、ＥＤＣ指令周期で送信される指令値が変更されるごとに許容範囲の算定を行うこととします。

ＥＤＣ目標時刻がＥＤＣ演算周期よりも短いときは、「指令値変更に伴い応動している時間」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、ＥＤＣ演算周期において算定される指令値が変更されるごとに許容範囲の算定を行うこととします。

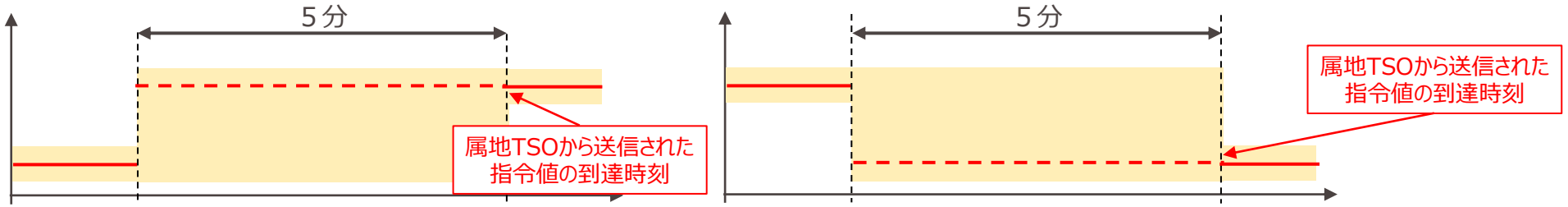
ＥＤＣ目標時刻について定めのない場合は属地TSOが指令を送信してから「５分間」とし、ＥＤＣ演算周期において算定される指令値が変更されるごとに許容範囲の算定を行うこととします。

※1 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ていない場合、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

ｉ）「簡易指令システムの場合」

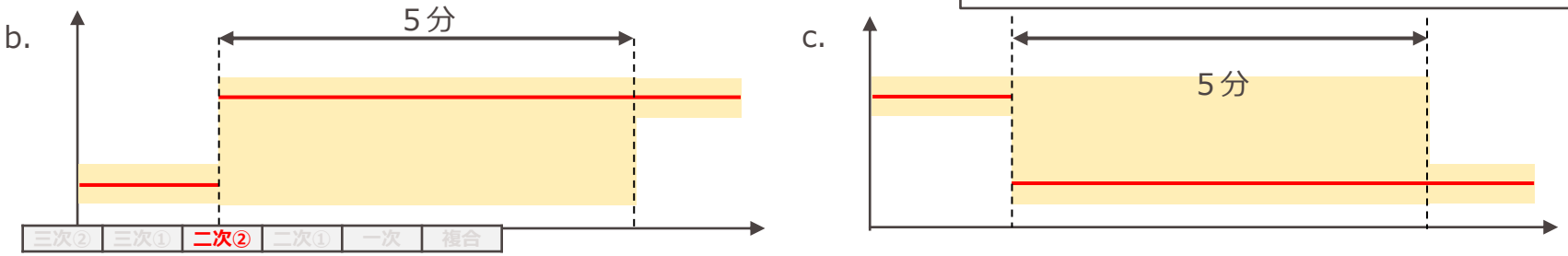
—: 指令値　: 許容範囲　⟷: 指令値変更に伴い応動している時間

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

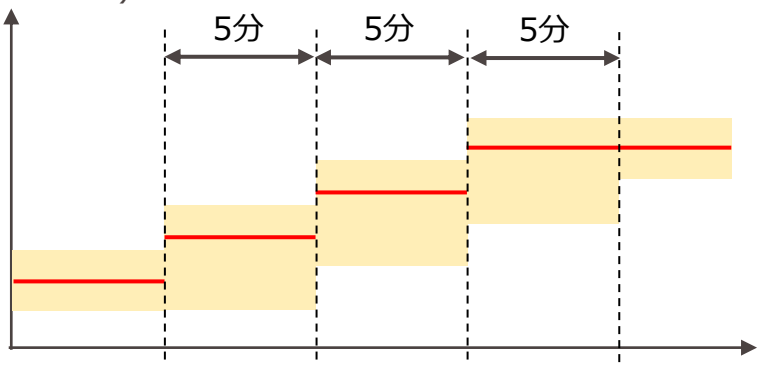


取引規程
第3章 第24条
第8章　第39条

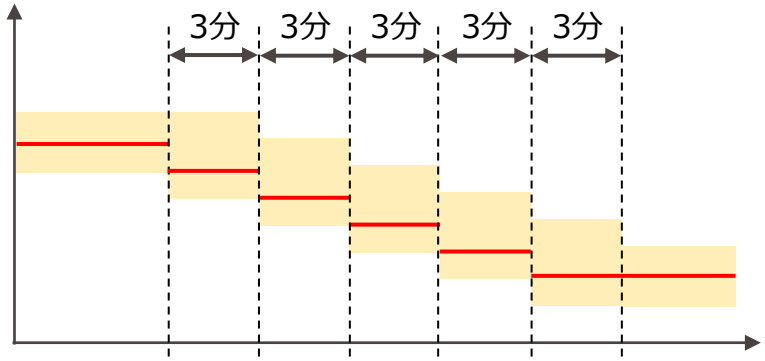
d. 単独発電機の実働試験結果の評価（3/5）

iii)「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「5分後」、ＥＤＣ演算周期が「5分」の場合の例）

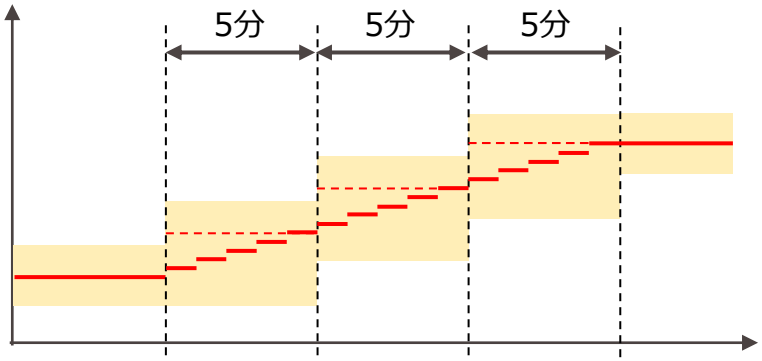


c. 減少方向への指令値変更に伴い応動している時間を含むケース
（ＥＤＣ目標時刻が「3分後」、ＥＤＣ演算周期が「3分」の場合の例）

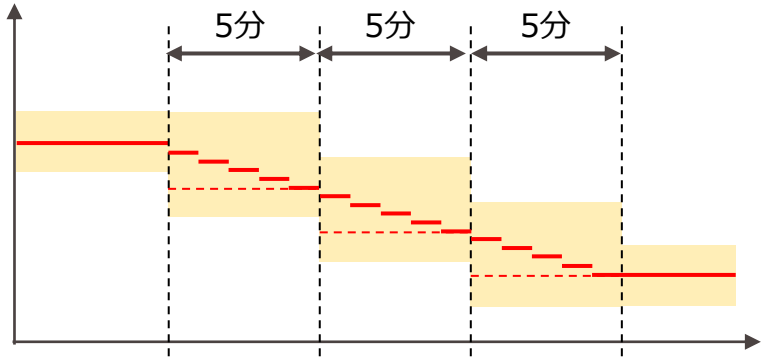


iv)「専用線オンラインで “ＥＤＣ目標時刻＜ＥＤＣ演算周期” のEDC制御を行なった場合」※

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）



※ 手動の指令値等でEDCを模擬する場合を含む

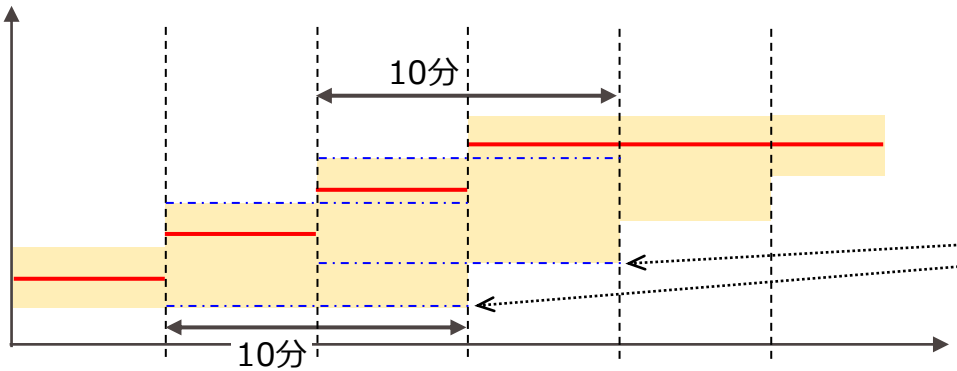
—：指令値　　：許容範囲　　⟷：指令値変更に伴い応動している時間

取引規程 第3章 第24条、第8章 第39条

d. 単独発電機の実働試験結果の評価（4/5）

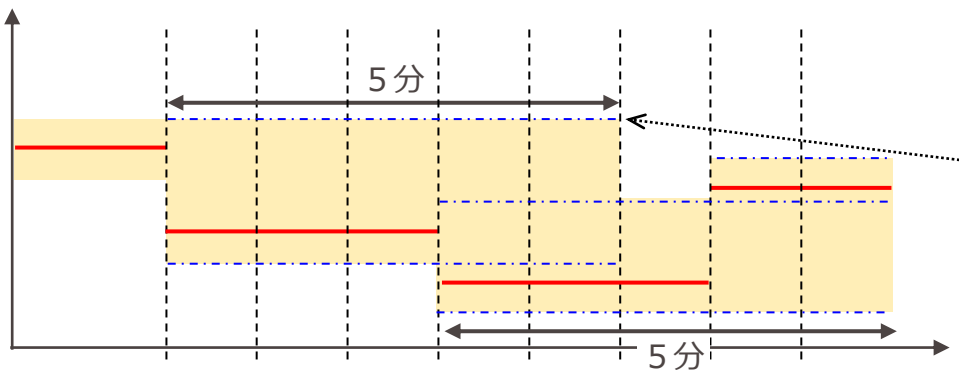
- 指令値変更に伴い応動している時間に新たに指令値の変更が行われた場合は、変更前の指令値に対し算定した上限値および下限値を、前述のi)～ⅳ)で示した時間保持するものとします。
- 複数の指令値変更に伴い応動している時間が重なる場合は、最も大きい上限値から最も小さい下限値の間を（重なった期間における）許容範囲とします。

（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。

—：指令値　　：許容範囲　　⟷：指令値変更に伴い応動している時間

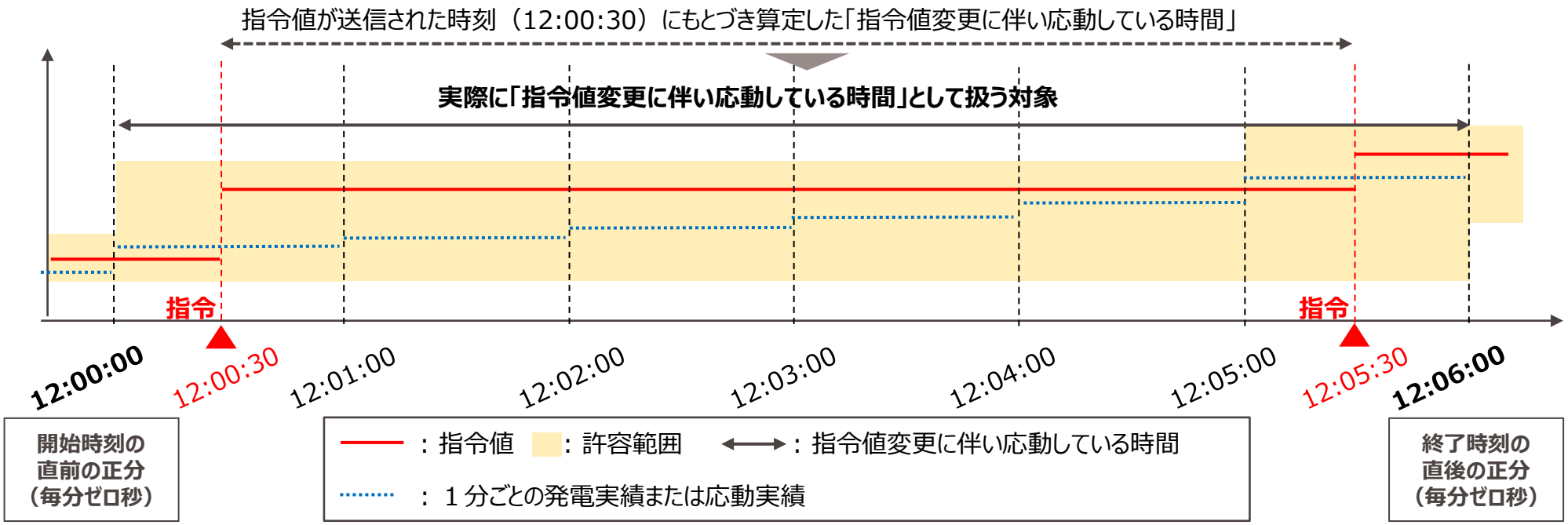
※ 手動の指令値等でEDCを模擬する場合を含む

取引規程 第3章 第24条、第8章 第39条

d. 単独発電機の実働試験結果の評価（5/5）

- 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



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

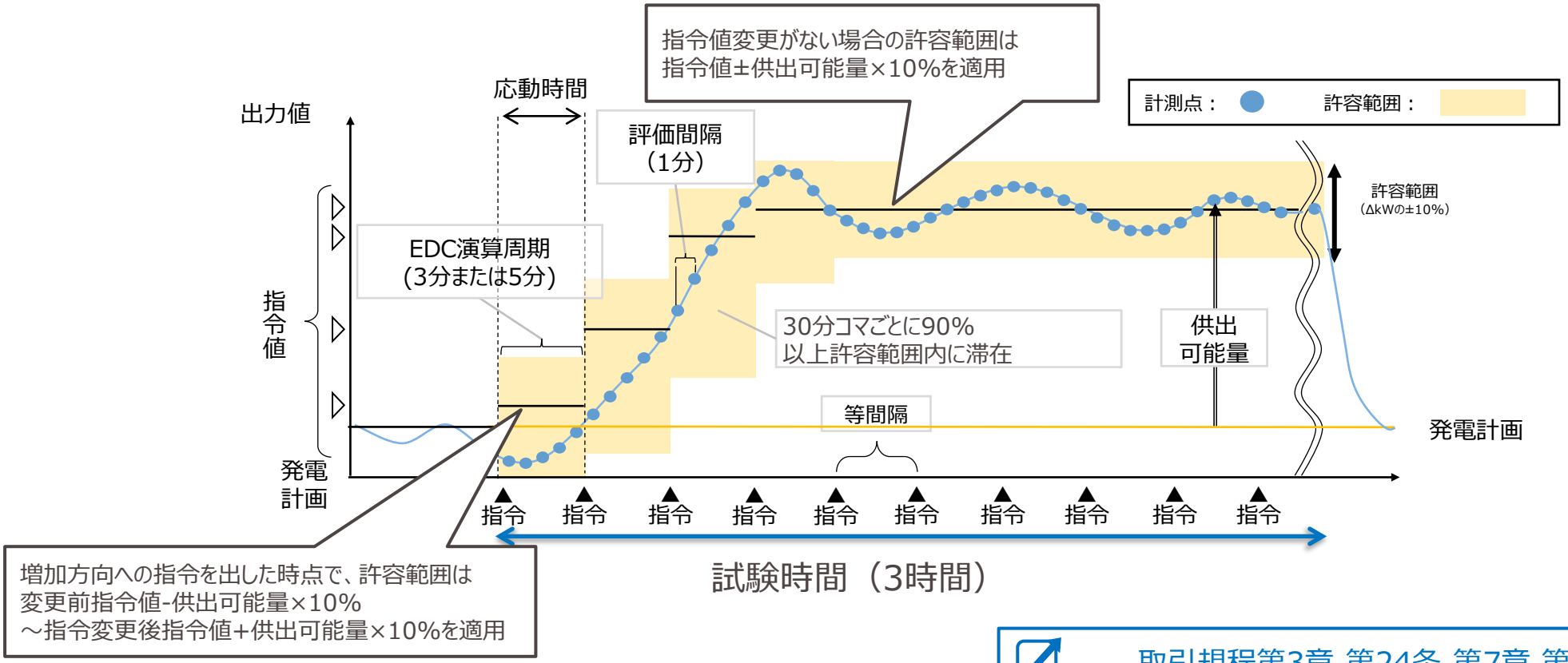
※11:59:00～12:00:00および12:06:00～12:07:00を計測対象時間とする実績の評価においては、この拡大された許容範囲は適用しません。

取引規程 第3章 第24条、第8章 第39条

(参考) 専用線オンラインによる指令方法

- 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）】



取引規程第3章 第24条 第7章 第35条

(参考) 簡易指令システムによる指令方法（1/2）

①基本的な考え方

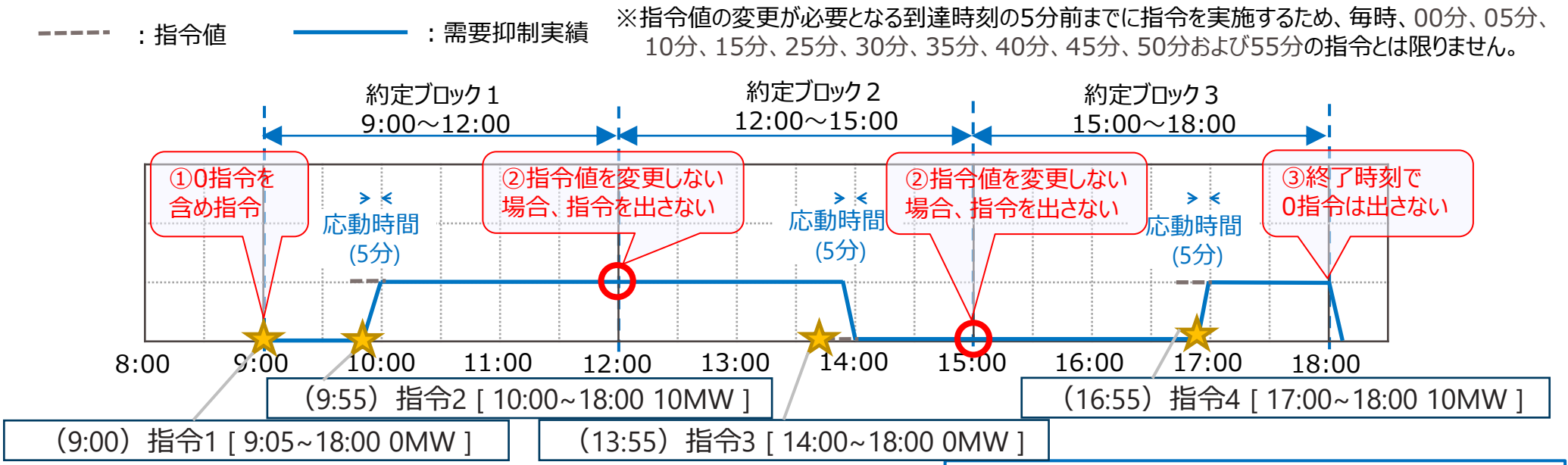
- 約定ブロック内において、到達時刻の5分前までに5分間隔で、属地TSOから指令値ゼロも含めて指令を行います。

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。



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。

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

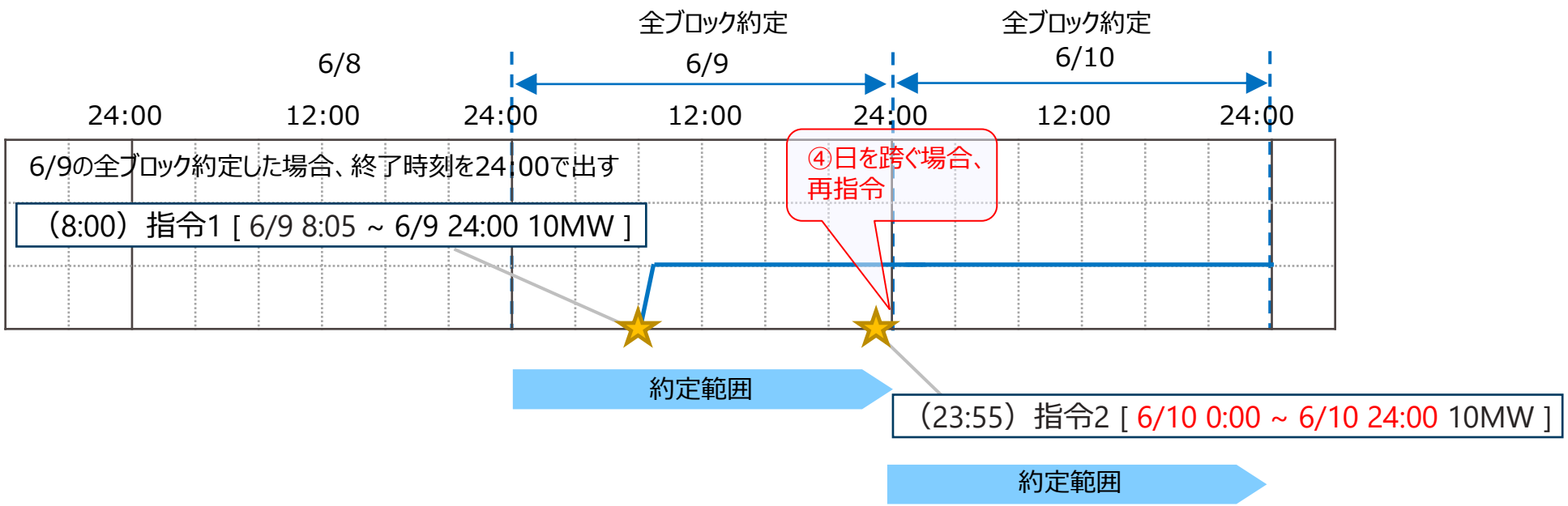
(参考) 簡易指令システムによる指令方法（2/2）

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。



取引規程 第3章 第24条 第7章 第35条

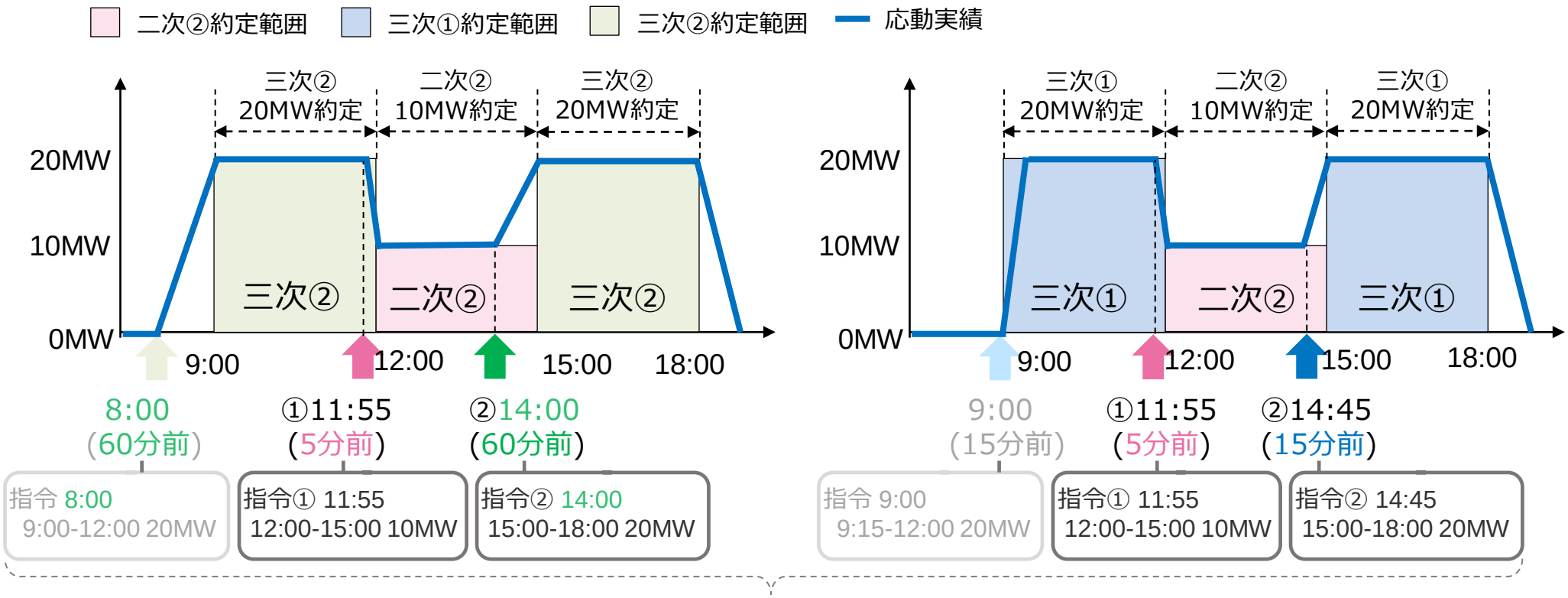
（参考）二次調整力②・三次調整力①②を連続して約定した場合の簡易指令システムによる指令方法（1/2）

修正

- 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（2025年３月31日までを実需給とする取引にあっては、次スライドを参照）、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（需要リソース）】



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。

取引規程 第7章 第35条

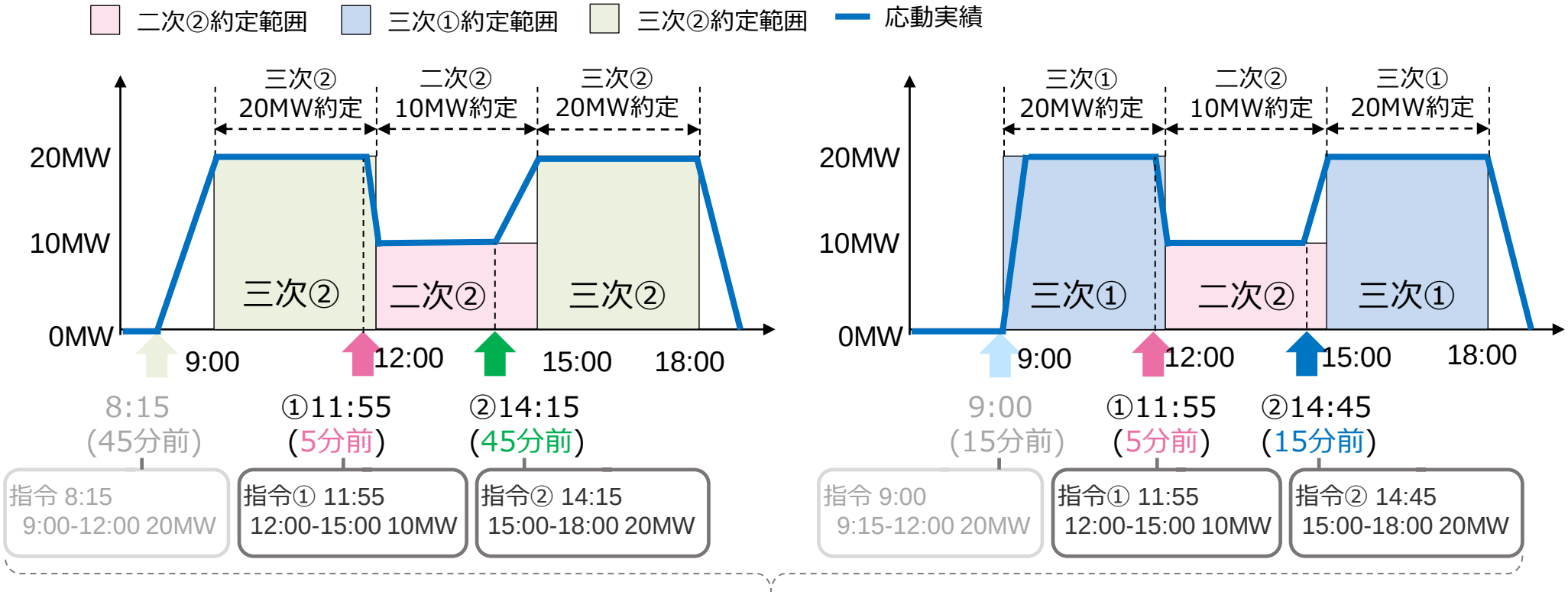
（参考）二次調整力②・三次調整力①②を連続して約定した場合の簡易指令システムによる指令方法（2/2）

新規

- 2025年３月31日までを実需給とする取引にあっては、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45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（需要リソース）】



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。

取引規程 第7章 第35条

（参考）二次調整力②・複合商品を連続して約定した場合の簡易指令システムによる指令方法

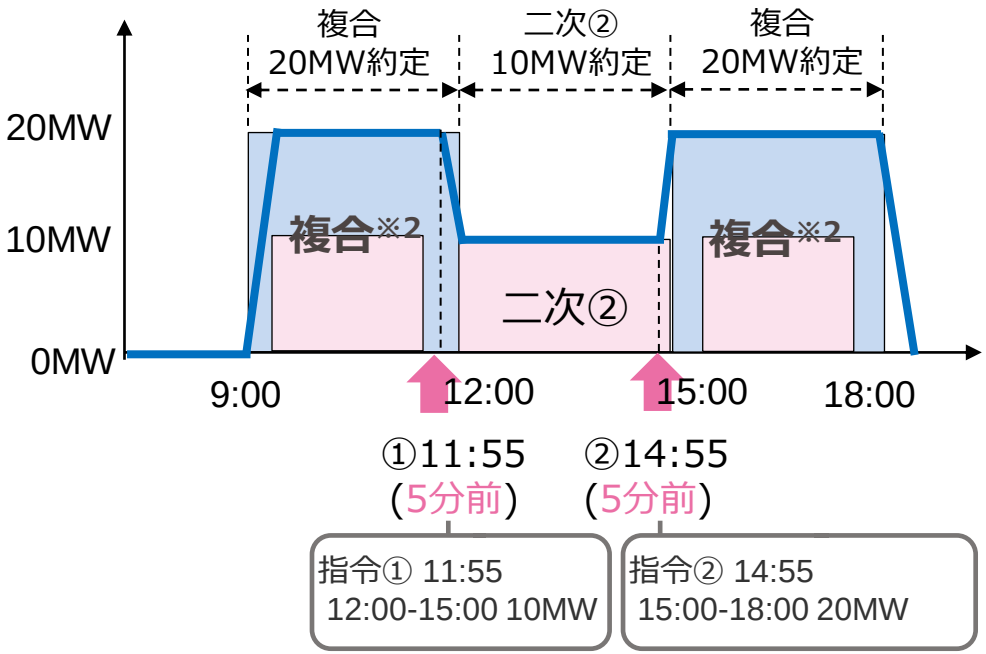
- 二次調整力②と複合商品（三次調整力①と二次調整力②が複合）で連続して約定※1し、商品区分を跨ぐ場合、二次調整力②は約定ブロックの5分前までに、複合商品は約定ブロックの5分前までに、それぞれを指令します。

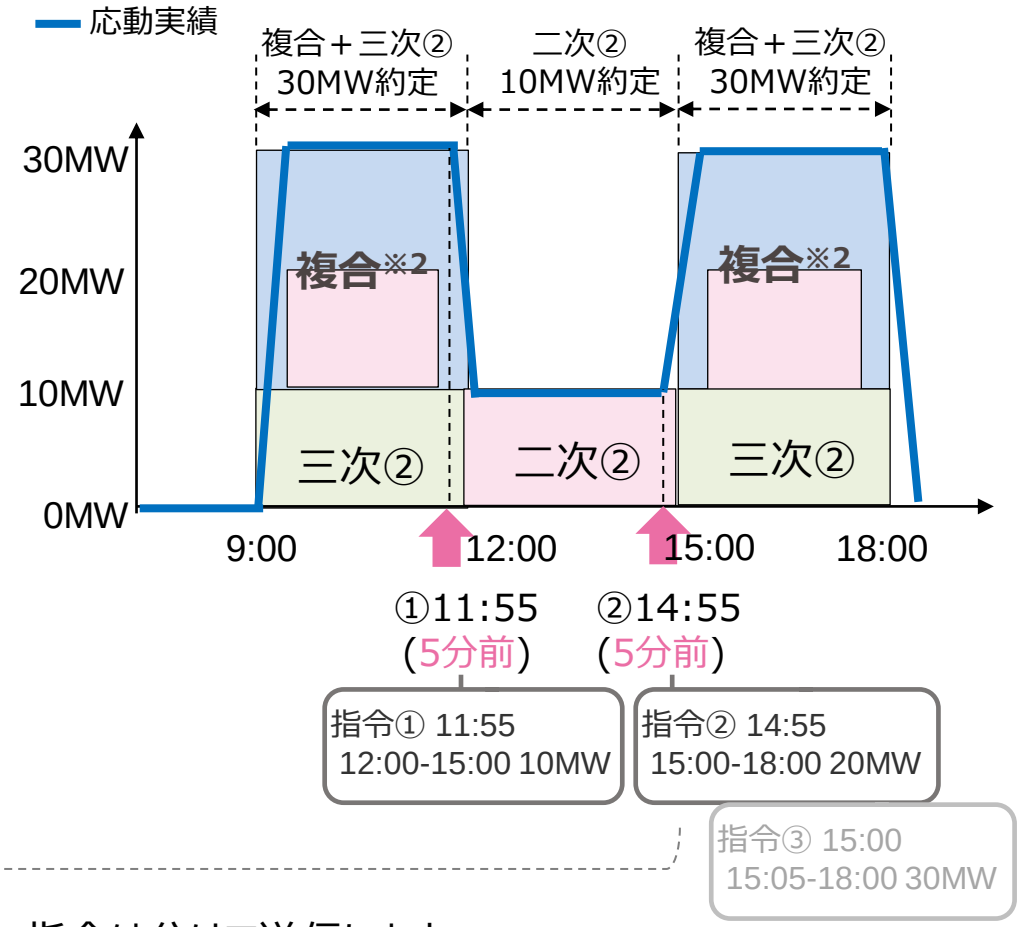
※1　同一提供期間に、複合商品と三次調整力②が約定した場合も同様

【指令方法の例（需要リソース）】

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。

取引規程 第7章 第35条

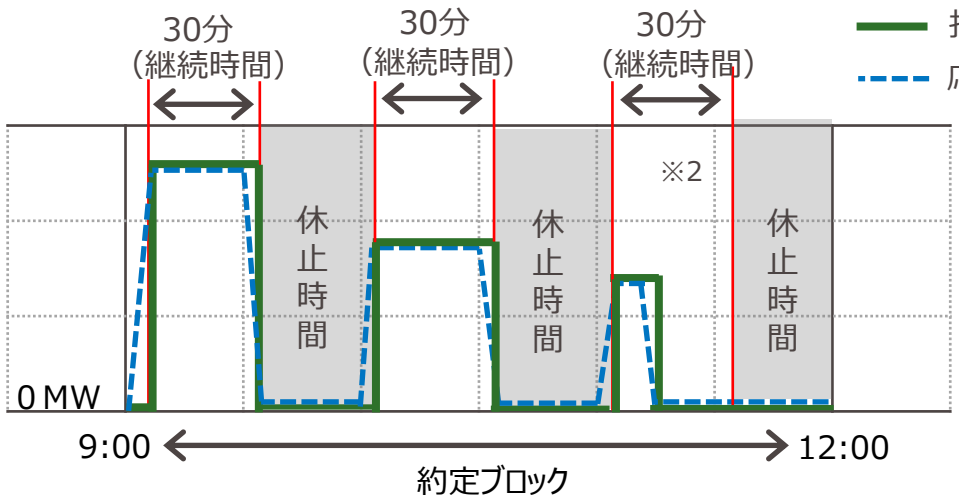
(参考) 休止時間を含むリソースの指令方法

- 事前に取引会員と属地TSOが協議により継続時間および休止時間※1を定めている場合、属地TSOは、当該リソースが指令にもとづき事前審査で確認した継続時間の応動をした後、休止時間を設けます。休止時間を経過した後であれば、属地TSOは再度指令を行うことができるものとします。
- なお、休止時間の開始に当たっては以下の指令を行います。
  - 出力変化量指令を選択するリソースの場合、指令量をゼロとして休止時間の開始時刻を到達時刻とする指令
  - 出力調整指令（数値指令）を選択するリソースの場合、指令値を発電計画電力として休止時間の開始時刻を到達時刻とする指令を行う。

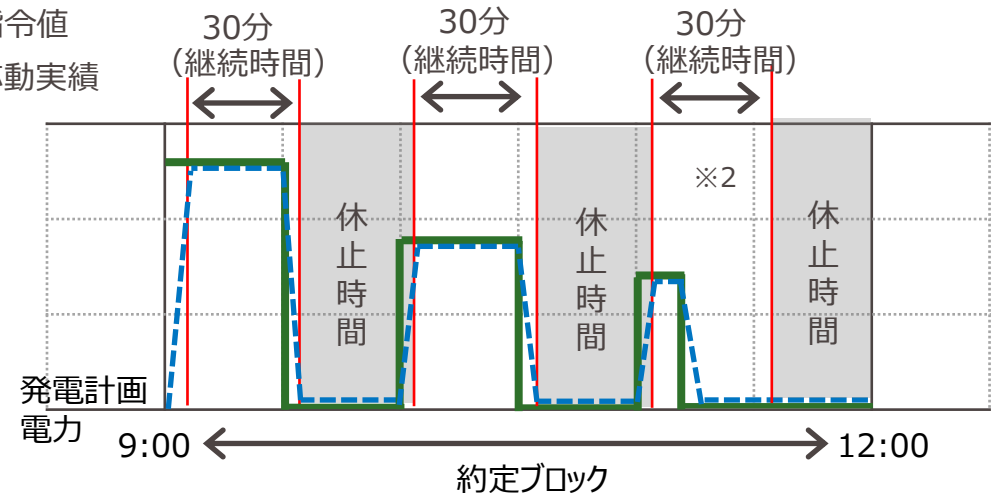
※1 休止時間は技術的な理由等をもとに取り決めます（なお、蓄電池等における容量制約等は技術的な理由に含まれません）

【例　二次調整力②約定：休止時間あり（継続時間：30分、休止時間30分）】

簡易指令システムによる出力変化量指令の場合



専用線オンラインによる出力調整指令（数値指令）の場合



※2　発動開始から、継続時間連続して発動を行わない場合、継続時間が経過後に休止時間を設けることとする。この場合、簡易システムによる指令では、改めて休止時間の開始に向けた指令は行わない。

取引規程第3章 第24条 第7章 第35条

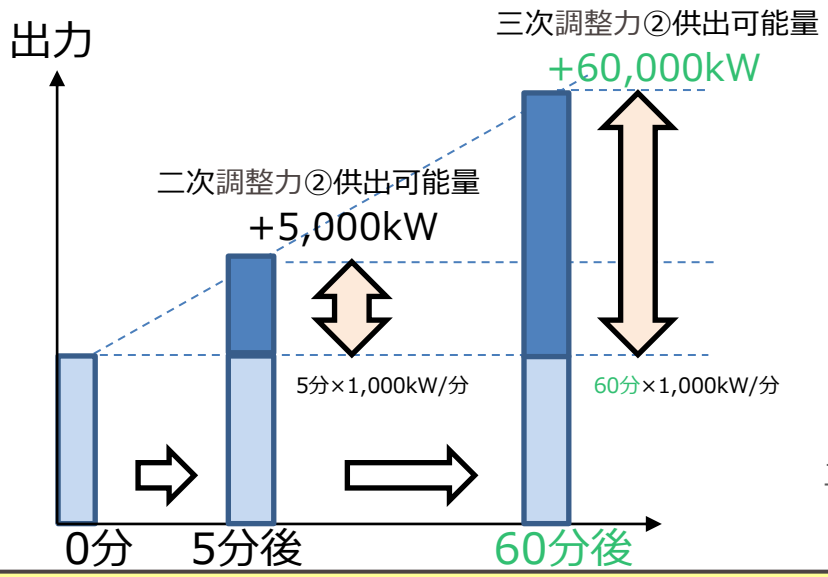
（参考）二次調整力②・三次調整力②を同一提供期間に約定した場合の簡易指令システムによる指令方法（1/2）

修正

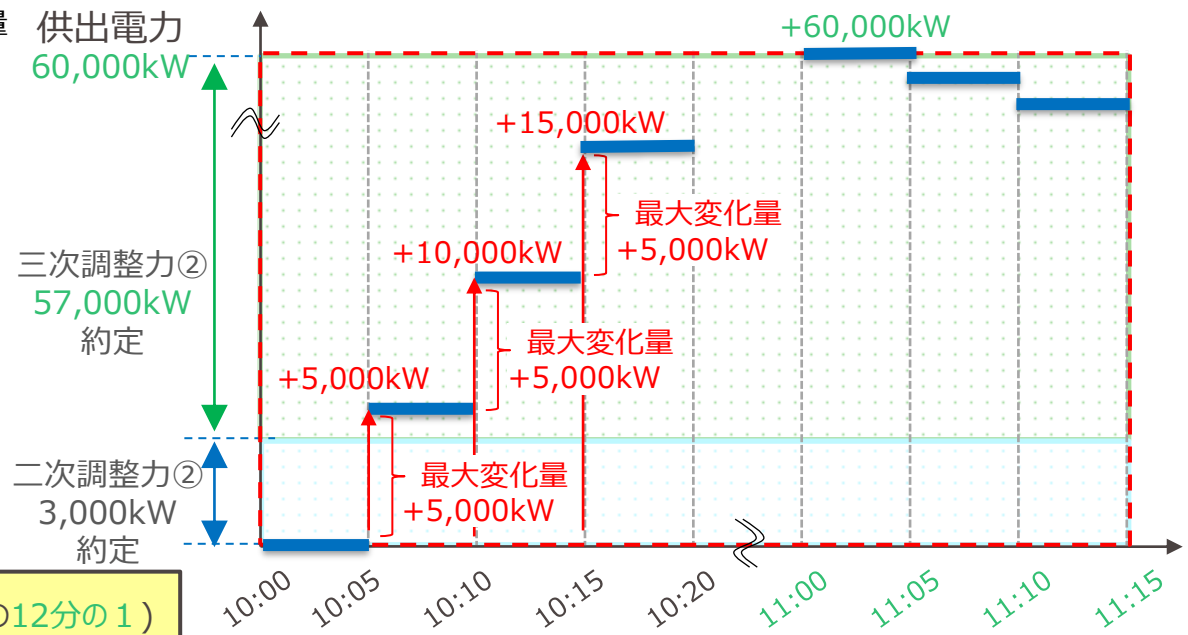
- 同一の系統コードの単独発電機または各リスト・パターンにおいて、同一提供期間に二次調整力②と三次調整力②で約定している場合、当該提供期間の三次調整力②の約定は、二次調整力②が約定しているものとして指令を行います※。
- 二次調整力②の指令として5分以内の応動を求める最大変化量は、「二次調整力②供出可能量」もしくは「三次調整力②供出可能量の12分の１（2025年３月31日までを実需給とする取引にあっては、次スライドを参照）」のうち、いずれか大きい量とします。
- なお、同一の系統コードの各リスト・パターンについては、同一提供期間に二次調整力②と三次調整力②の入札や差替えができないため、この扱いはありません。

※ 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

三次② | 三次① | 二次② | 二次① | 一次 | 複合

取引規程 第7章 第35条

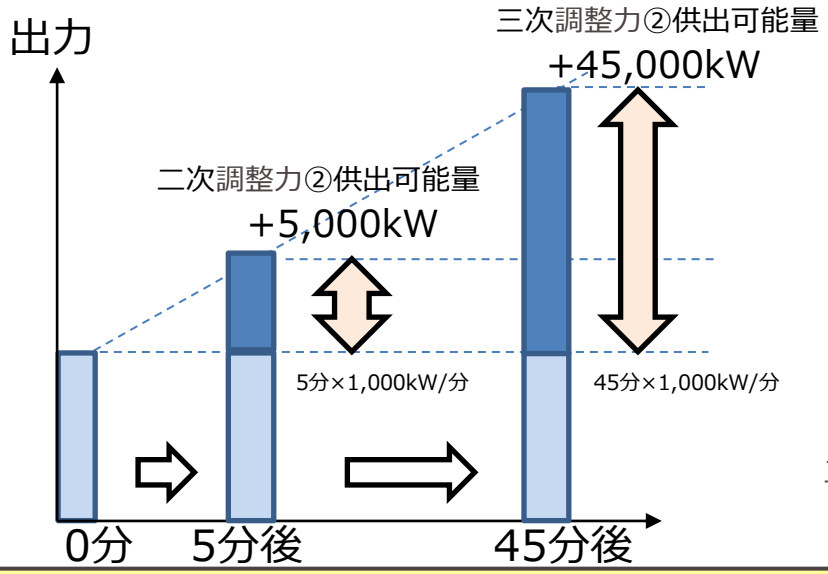
（参考）二次調整力②・三次調整力②を同一提供期間に約定した場合の簡易指令システムによる指令方法（2/2）

新規

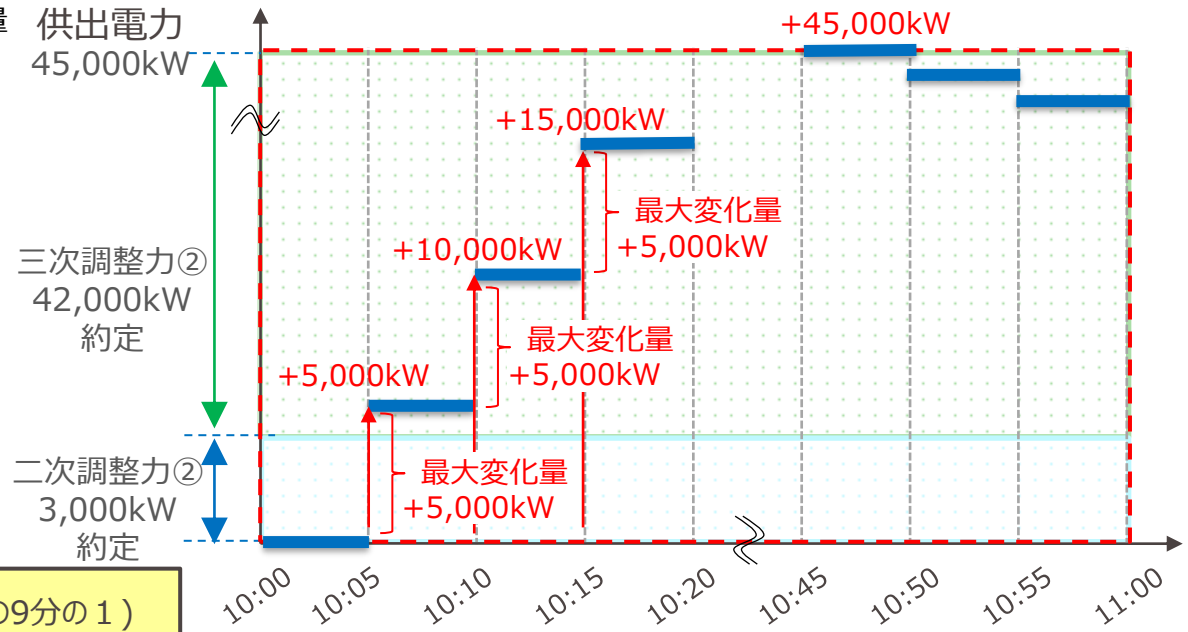
- 2025年３月31日までを実需給とする取引にあっては、同一の系統コードの単独発電機または各リスト・パターンにおいて、同一提供期間に二次調整力②と三次調整力②で約定している場合、当該提供期間の三次調整力②の約定は、二次調整力②が約定しているものとして指令を行います※。
- 二次調整力②の指令として5分以内の応動を求める最大変化量は、「二次調整力②供出可能量」もしくは「三次調整力②供出可能量の9分の１」のうち、いずれか大きい量とします。
- なお、同一の系統コードの各リスト・パターンについては、同一提供期間に二次調整力②と三次調整力②の入札や差替えができないため、この扱いはありません。

※　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9分の１)
⇒5,000kW/5分以内の指令変化とします

三次② | 三次① | 二次② | 二次① | 一次 | 複合

取引規程 第7章 第35条

e. 各リスト・パターンの実働試験実施方法（1/3）

- 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。

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3日間
   b. 試験時間：各々の日に対して取引規程第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1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、176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（3時間））の1分発電計画電力または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）、1分発電計画電力、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）、1分発電計画電力、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。

取引規程 第3章 第24条

e. 各リスト・パターンの実働試験実施方法（2/3）

- 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3日間
   b. 試験時間：各々の日に対して取引規程第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1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、176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. 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）、需要実績および応動実績（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。

取引規程 第3章 第24条

e. 各リスト・パターンの実働試験実施方法（3/3）

- 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、事前予測型を設定している場合、1分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分発電計画電力または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、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３時間以上継続（応動時間を含む）できることを確認します。
- 休止時間が必要となる場合、30分以上継続して供出可能量で出力した後に1分発電計画電力、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）まで減少させ、休止時間経過後に指令への応動が可能であ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、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、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、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、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）

- 1分発電計画電力、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。

取引規程 第3章 第24条

f. 各リスト・パターンの実働試験結果の評価

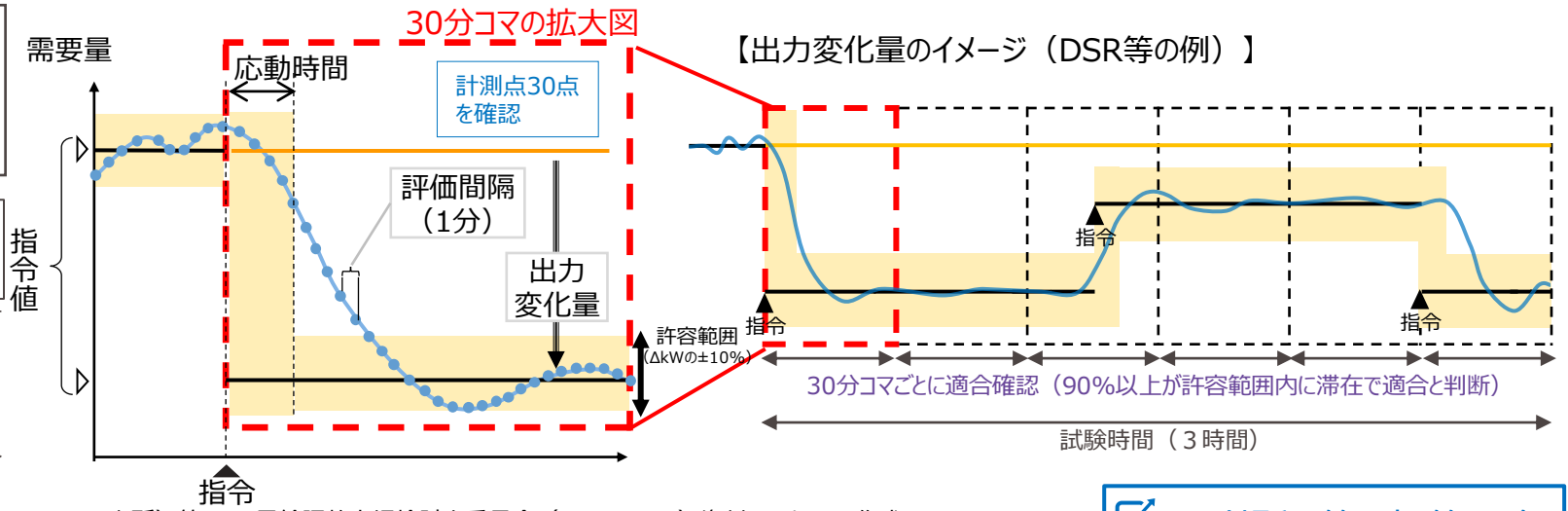
- 実働試験の評価は、属地TSOにて下記の手順で行います。
  1. 実働試験対象時間において、所定の様式17-2、17-3、17-4(三次調整力①・二次調整力②【各リスト・パターン】応動実績提出用フォーマット【事前審査（実働試験用）】)にて提出された1分ごとの1分発電計画電力、1分基準値電力（事前予測型）または1分基準値電力（直前計測型）、実績データおよび応動実績を用いて評価します。
  2. 実働試験対象時間において、応動実績が許容範囲内であることを1分ごとに確認します。評価は30分コマ単位に行い、計測点30点のうち90%以上が許容範囲内である場合に要件に適合していると判断します。なお、適合している場合176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%」

○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。



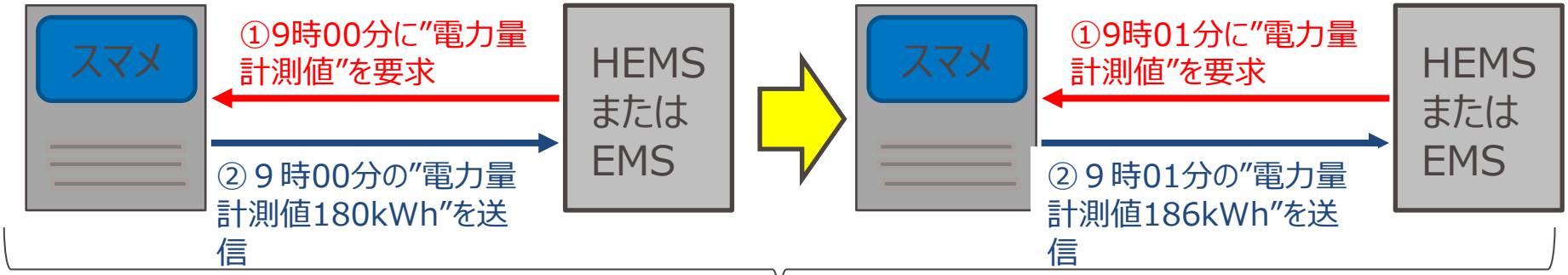
出所）第17回需給調整市場検討小委員会（2020.6.12）資料2-1をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2020/files/jukyu_shijyo_17_02_01.pdf

取引規程 第3章 第24条

(参考) １分kW値の作成例

● 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。

〇1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、186kWh－180kWh=6kWh
9時00分から9時01分の1分平均電力kWは、6kWh×60＝360kW

〇事前審査の評価は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。
〇なお、46～48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。

【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】

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

取引規程 第3章 第24条

別冊（二次調整力①）
事前審査

a. 性能確認(1/6)

第26条に定める要件（二次調整力①）		確認項目	性能データに関わる提出資料
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。

取引規程 第3章 第22条、第23条、第4章 第26条

a. 性能確認(2/6)

第26条に定める要件（二次調整力①）		確認項目	性能データに関わる提出資料
⑥応動時間	５分以内※1	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、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、一部の量が発動可能であること。 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、属地周期基準値電力計画（事前予測型）、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

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

a. 性能確認(3/6)

第26条に定める要件（二次調整力①）		確認項目	性能データに関わる提出資料
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。 (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。 (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。

取引規程 第3章 第22条、第23条、第4章 第26条

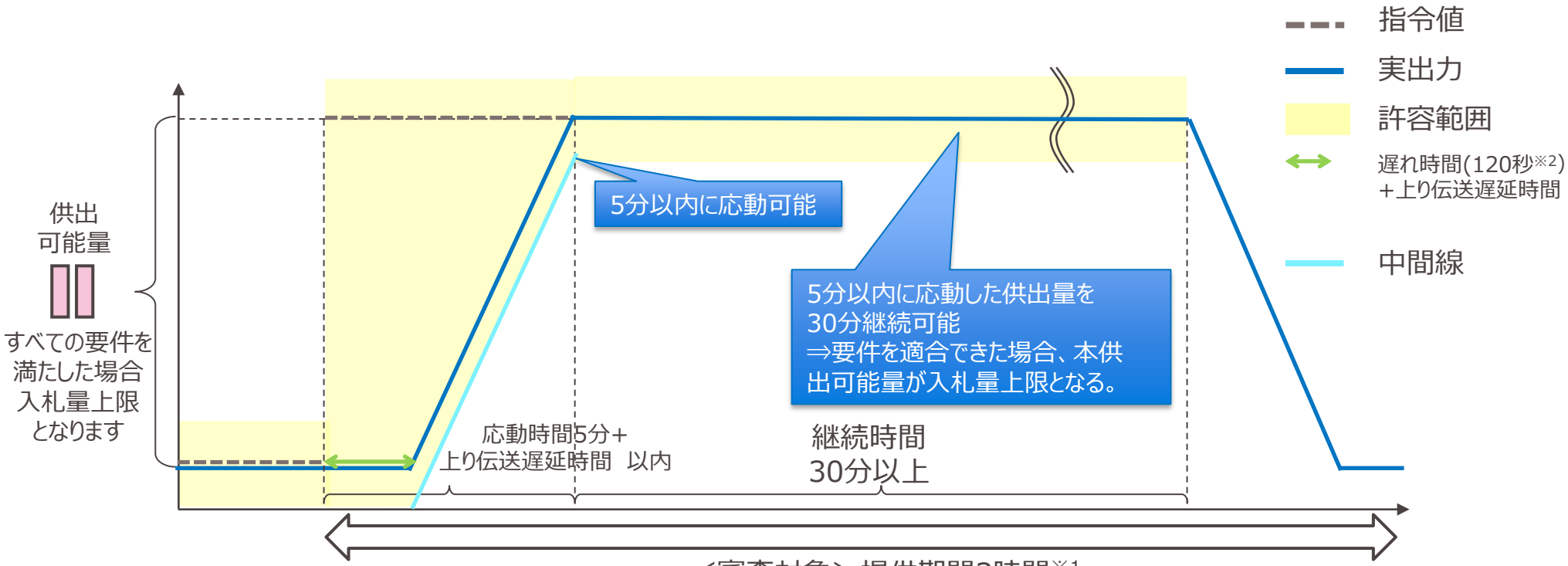
a. 性能確認(4/6)

第26条に定める要件（二次調整力①）		確認項目	性能データに関わる提出資料
⑨ 各リスト・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。	発電機リスト・パターン、需要家リスト・パターン、およびネガポジリスト・パターン
⑩ 遅れ時間	-	第13条（リソース等が満たすべき要件）　(2)イ(ト) 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(ト) 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

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、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、181スライドの(2-1)、182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。

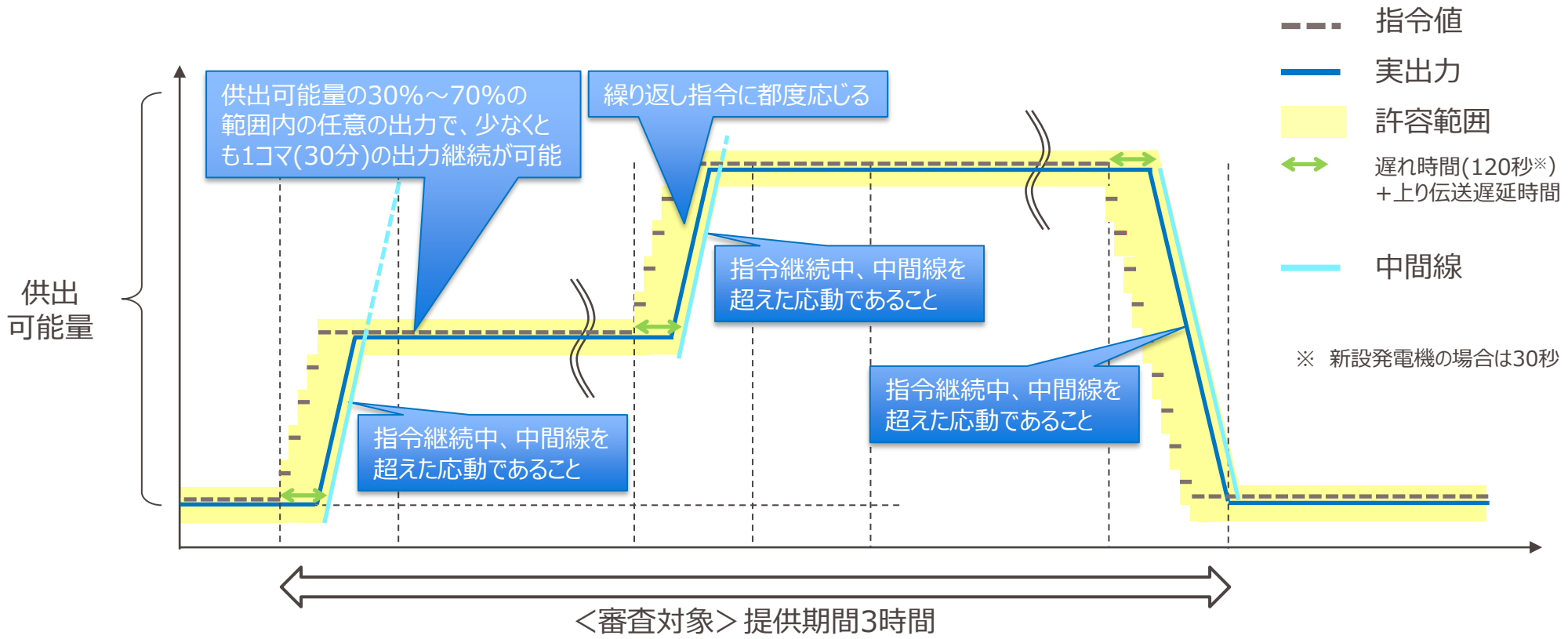


※1　⑥応動時間、⑦供出可能量および⑧継続時間を合わせて確認できる稼働データを提出する場合は、応動時間5分以内および継続時間30分以上を確認する。
※2　新設発電機の場合は30秒

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
（単独発電機の出力変化曲線）

- 下記単独発電機の出力変化曲線にて、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、181スライドの(2-2)および(2-4)を確認可能です。



取引規程 第3章 第22条、第23条、第4章26条

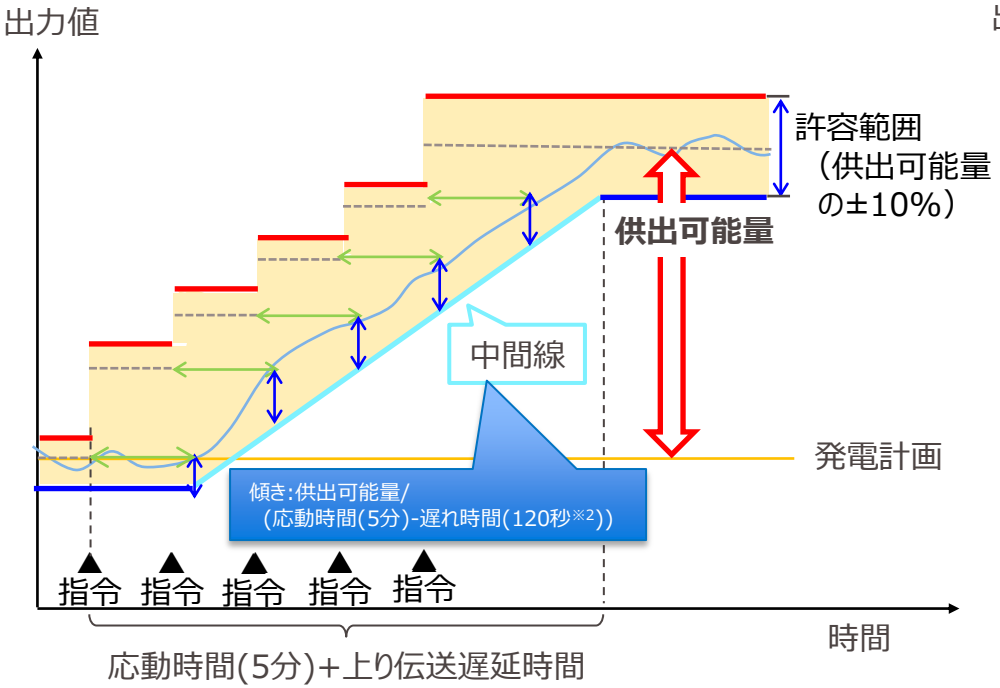
(参考)中間線の設定方法

- 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】

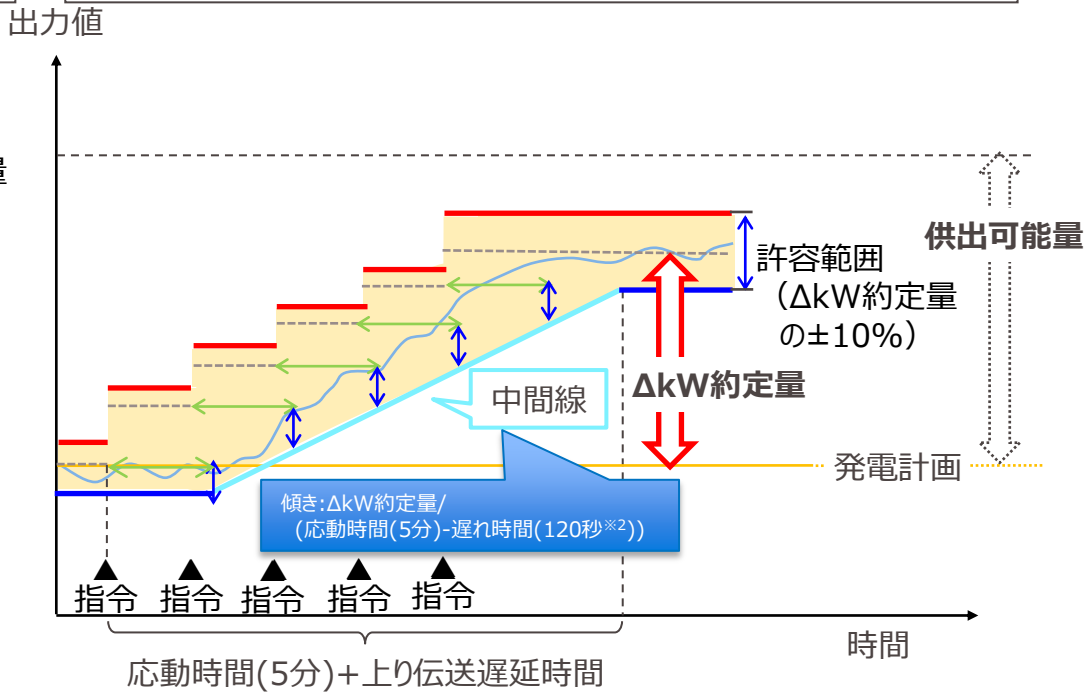
上限値：　下限値：　中間線：　指令量：
許容範囲：　実出力：
遅れ時間(120秒※2)+上り伝送遅延時間：↔



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



b. 実働試験の概要(1/2)

● 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】

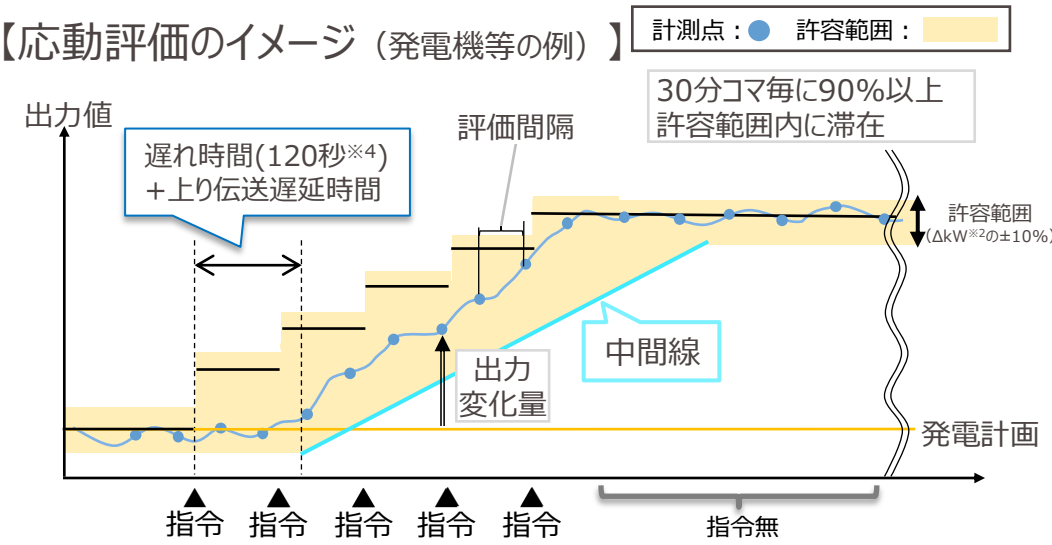
	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
応動実績データ中給取得周期	3秒	5秒	1秒	5秒	5秒	1秒	2秒	2秒	2.5秒

【計測時の基準の考え方】

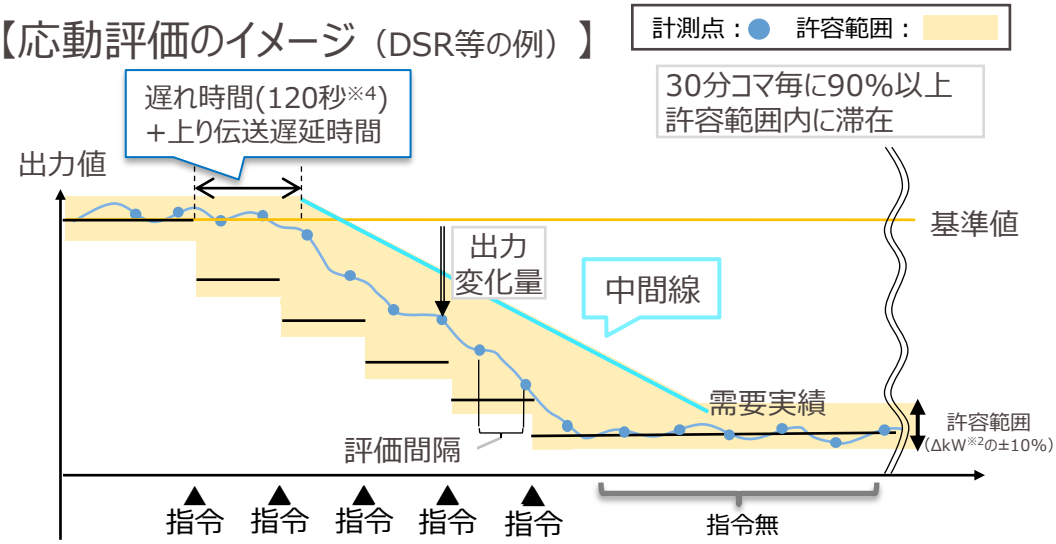
発電機・蓄電池等	発電計画※1 ※3
DSR等	基準値※1

※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）】



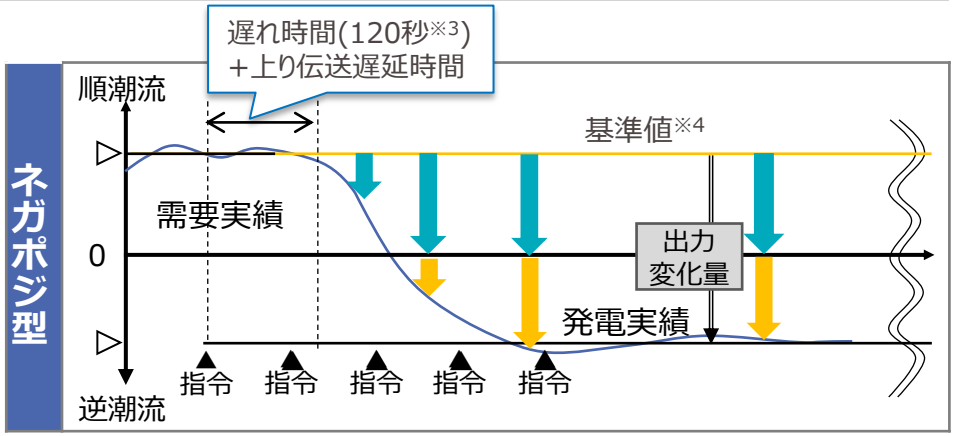
出所）第28回需給調整市場検討小委員会（2022.2.24）資料3－3をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2021/files/jukyu_shijyo_28_03_03.pdf

取引規程 第3章 第22条、第24条、第8章 第39条

● 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



※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。

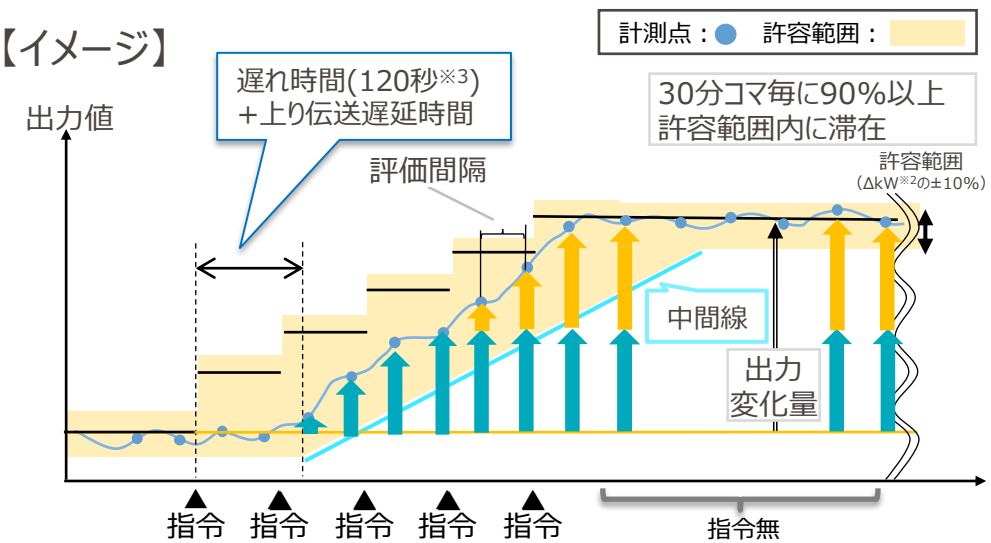
【各エリアにおける応動実績データの中給システム取得周期】

	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

【イメージ】



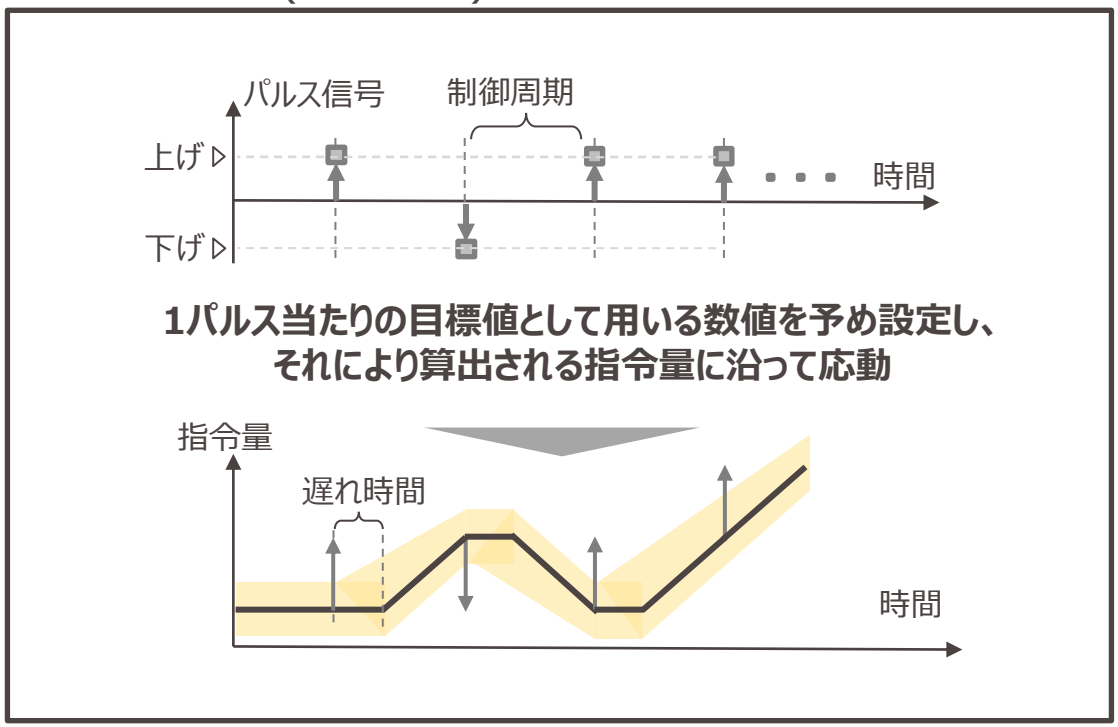
※1　評価間隔と同間隔で基準を作成
※2　アセスメントⅡではΔkWを採用するが、実働試験時は供出可能量へ読み替える
※3　新設発電機の場合は30秒

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)出力増減指令(接点信号)のLFC信号における指令量の扱いについて

- 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】



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21条、第22条、第7章35条

C. 単独発電機の実働試験 実施方法（1/2）

- 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3日間
   b. 試験時間：各々の日に対して取引規程第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1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、159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、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。

取引規程 第3章 第24条

c. 単独発電機の実働試験 実施方法（2/2）

- 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）

- 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、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、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。

取引規程 第3章 第22条、第24条

d. 単独発電機の実働試験結果の評価（1/2）

- 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191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。

〇許容範囲の算定式(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%

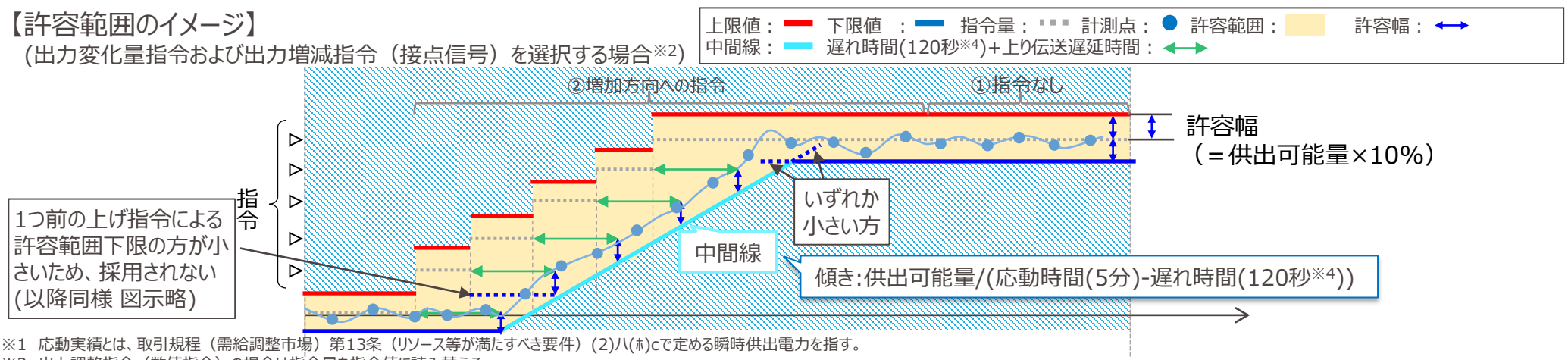
上限値：変更後指令量＋供出可能量×10%

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)



※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

取引規程 第3章 第24条

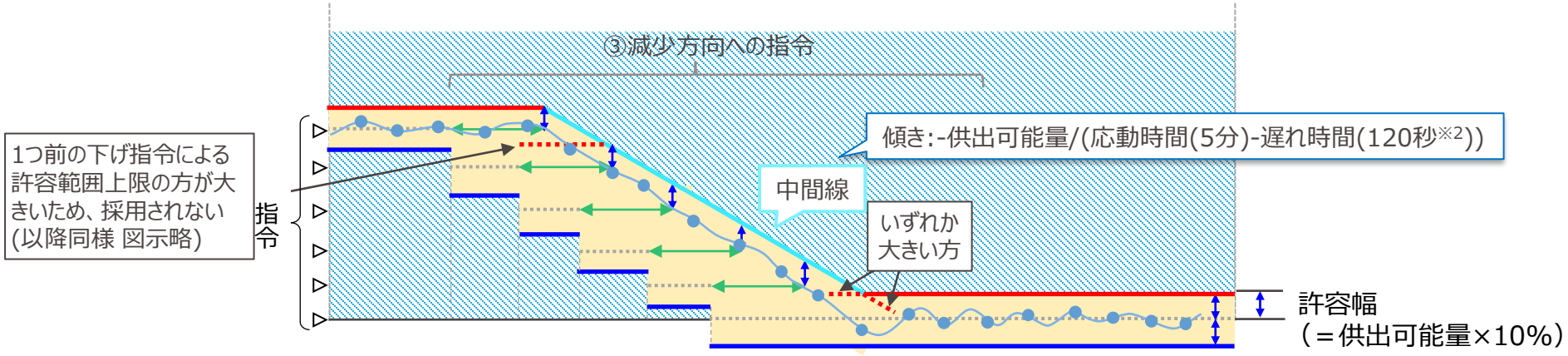
d. 単独発電機の実働試験結果の評価（2/2）

- 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)
  - 〇許容範囲の算定式(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)



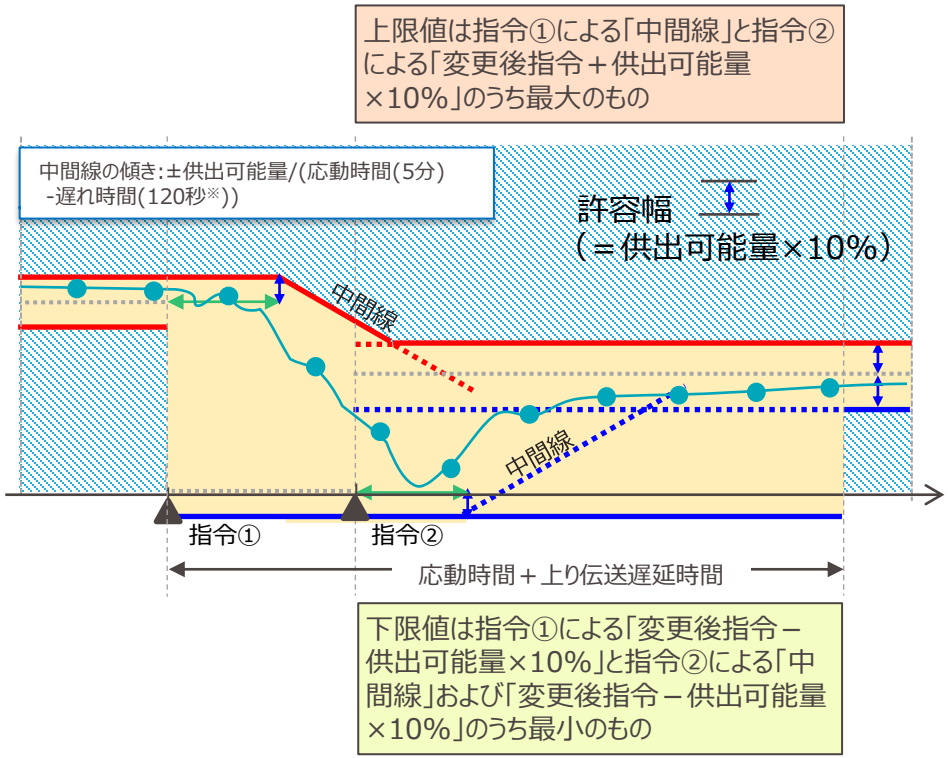
※1 出力調整指令（数値指令）の場合は指令量を指令値に読み替える。
※2 新設発電機の場合は30秒

取引規程 第3章 第24条

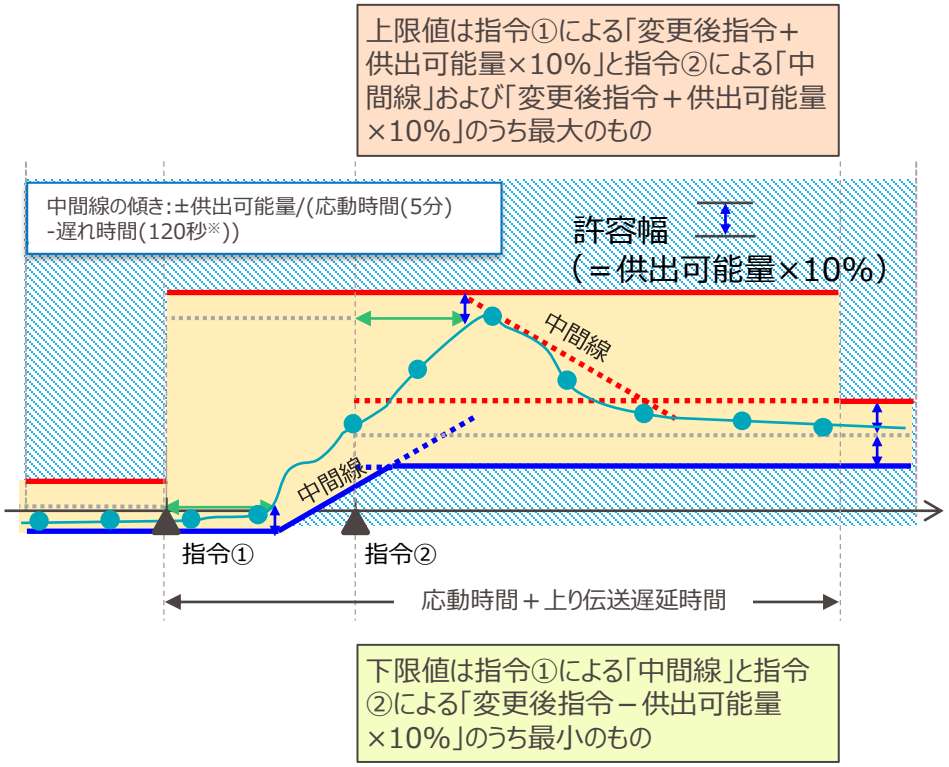
（参考）指令への応動中に指令量を変更した場合の事前審査

指令への応動中に指令量が変更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



※　新設発電機の場合は30秒

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

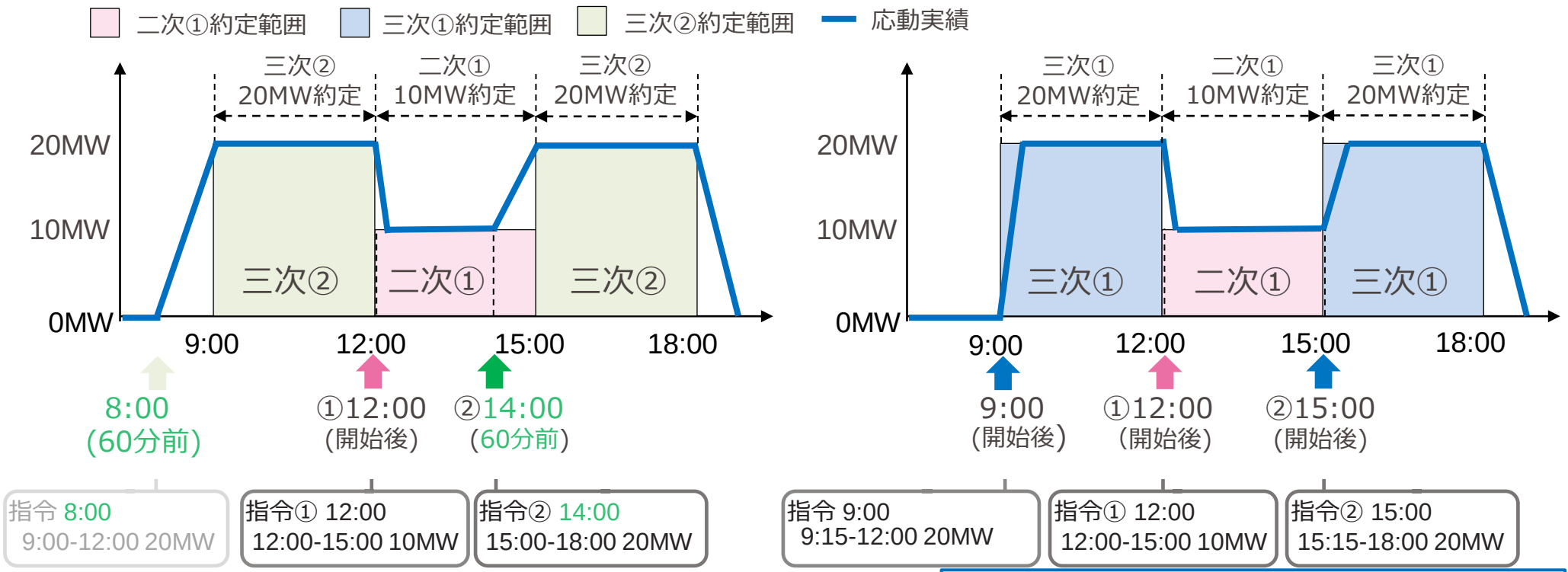
取引規程 第3章 第24条

(参考) 二次調整力①・三次調整力①②を連続して約定した場合の指令方法（1/2）

修正

- 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。（2025年３月31日までを実需給とする取引にあっては、次スライドを参照。）
- 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

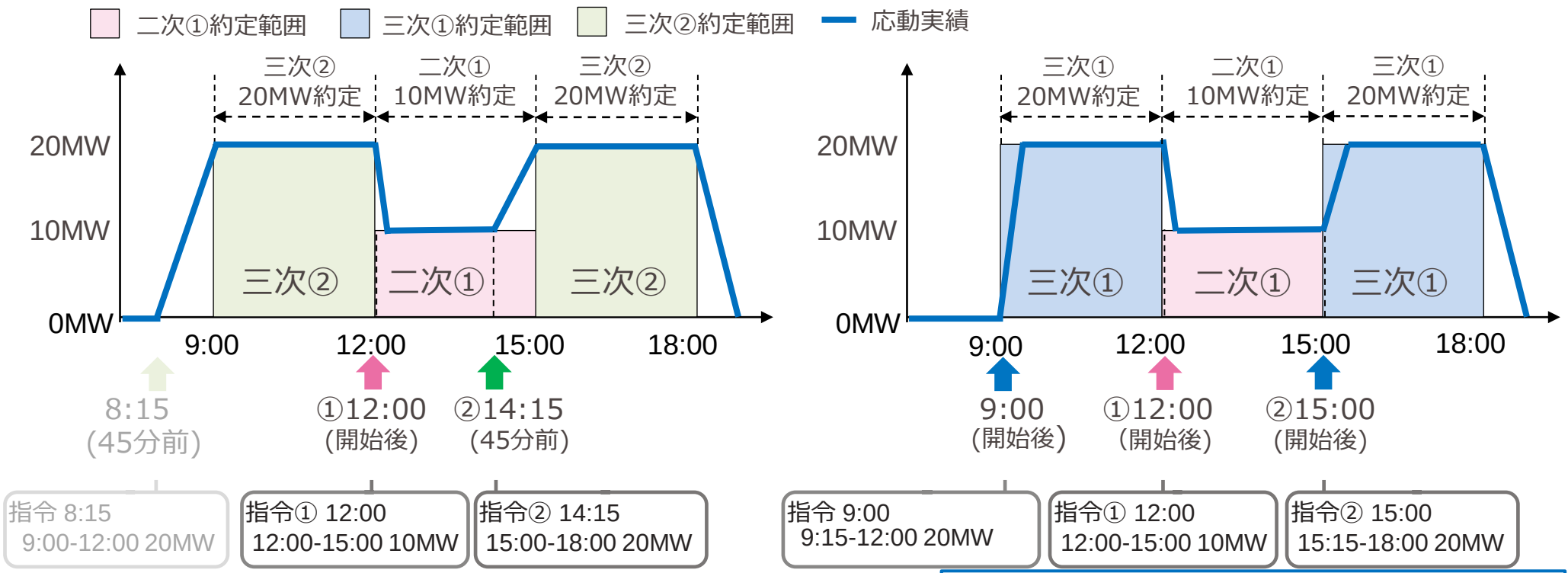


取引規程 第7章 第35条

(参考) 二次調整力①・三次調整力①②を連続して約定した場合の指令方法（2/2）

- 2025年３月31日までを実需給とする取引にあっては、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45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

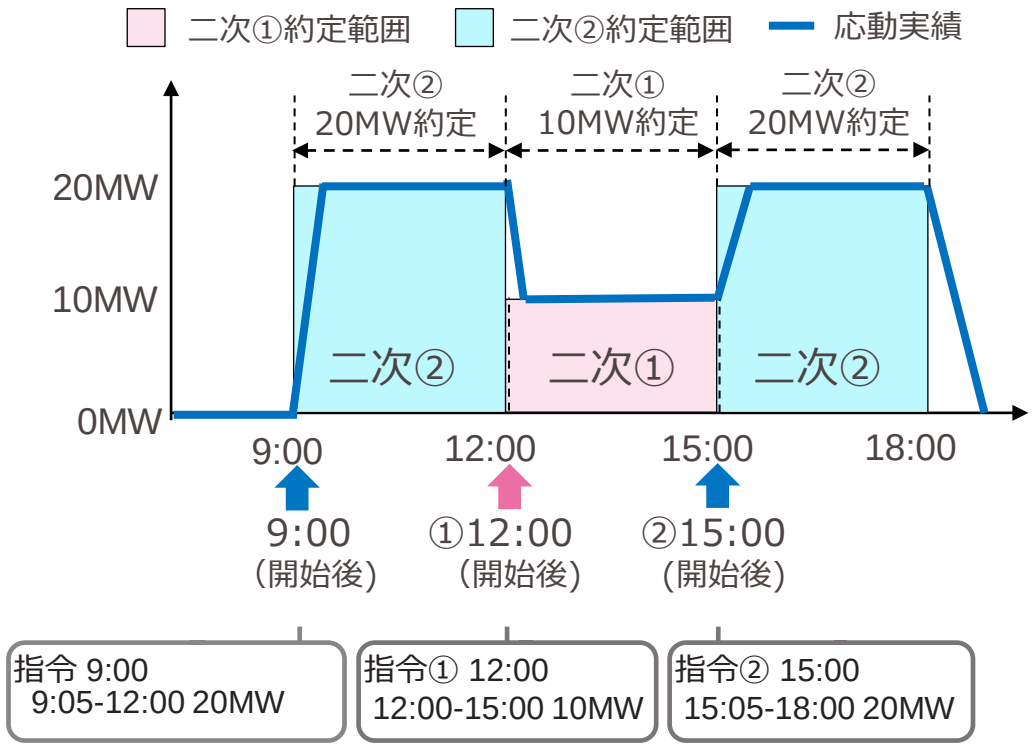


取引規程 第7章 第35条

(参考) 二次調整力①・二次調整力②を連続して約定した場合の指令方法

- 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



取引規程 第7章 第35条

e. 各リスト・パターンの実働試験実施方法（1/3）

- 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。

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3日間
   b. 試験時間：各々の日に対して取引規程第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1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、200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、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（3時間））の属地周期基準値電力（事前予測型）および属地周期発電計画電力を、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していただきます。
4. 属地TSOは、原則、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）、属地周期発電計画電力、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）、属地周期発電計画電力、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。

取引規程 第3章 第24条

e. 各リスト・パターンの実働試験実施方法（2/3）

- 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3日間
   b. 試験時間：各々の日に対して取引規程第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1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、200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、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、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）、需要実績および応動実績（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。

取引規程 第3章 第24条

e. 各リスト・パターンの実働試験実施方法（3/3）

- 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、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）】）の属地周期発電計画電力または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、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）から供出可能量の約30～70%の範囲内の任意の量で応動をさせ、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、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、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）

- 属地周期発電計画電力計画、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。

取引規程 第3章 第24条

f. 各リスト・パターンの実働試験結果の評価（1/2）

- 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）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200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。

取引規程 第3章 第24条

f. 各リスト・パターンの実働試験結果の評価（2/2）

- 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%」

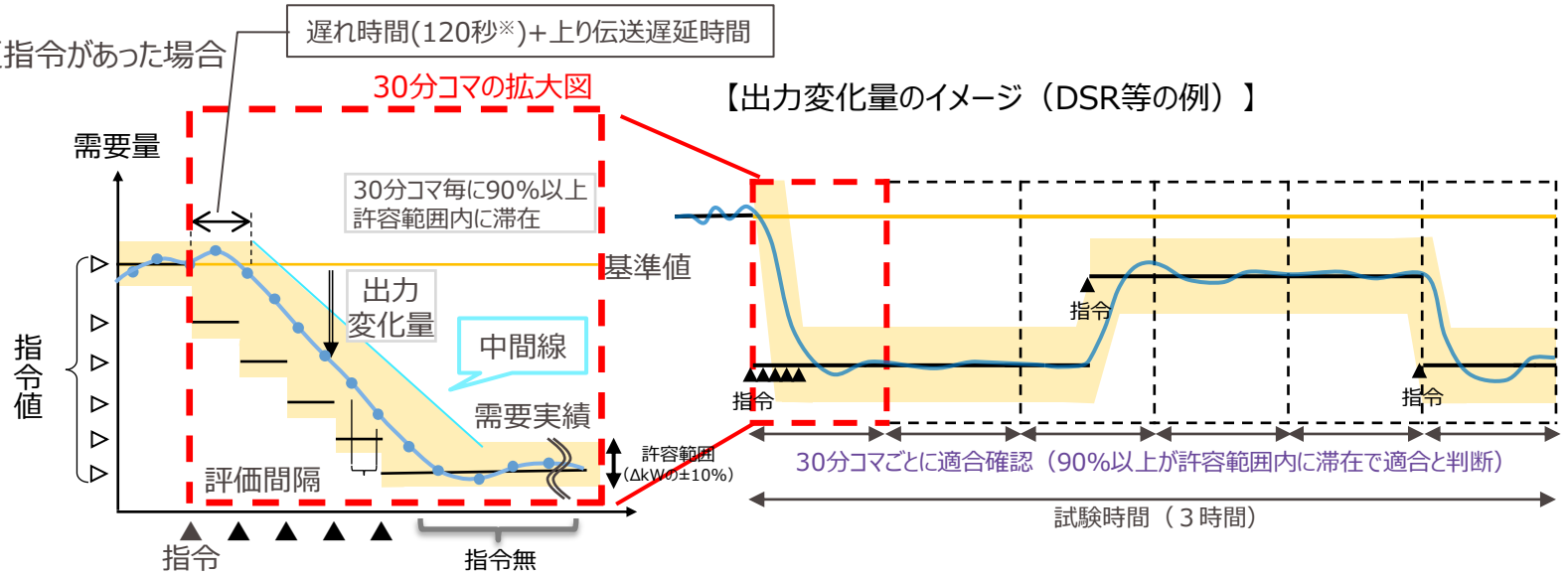
上限値：「変更前指令量－供出可能量／（応動時間－遅れ時間）×（変更後指令からの 経過時間－遅れ時間－上り伝送遅延時間）＋供出可能量×10%」または「変更後指令量＋供出可能量×10%」のいずれか大きい方

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

○30分コマ単位における各エリアの応動実績のデータ取得周期ごとの計測点のうち90%以上が許容範囲内であることを確認します（右図参照）

凡例
- 属地周期基準値電力
- 需要実績　計測点



※ 新設発電機の場合は30秒

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24条

別冊（一次調整力）
事前審査

a. 性能確認(1/7)

- 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。

第26条に定める要件（一次調整力）		確認項目	性能データに関わる提出資料
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。

取引規程 第3章 第22条、第23条、第4章 第26条

a. 性能確認(2/7)

第26条に定める要件（一次調整力）		確認項目	性能データに関わる提出資料
⑥応動時間	異常発生※後10秒以内に供出可能量まで到達	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。 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) 専用線オンラインの場合 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、属地周期基準値電力計画（事前予測型）、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。 (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）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。	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)専用線オンラインの場合 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10秒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機能により異常発生後10秒以内に出力変化可能で、5分以上継続可能な最大の出力変化量		

※ 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）

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

a. 性能確認(3/7)

第26条に定める要件（一次調整力）		確認項目	性能データに関わる提出資料
⑧継続時間	5分以上	第26条（取引対象のΔｋW）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。 (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(2-1)または(2-2)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。 (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。

取引規程 第3章 第22条、第23条、第4章 第26条

a. 性能確認(4/7)

第26条に定める要件（一次調整力）		確認項目	性能データに関わる提出資料
⑨各リスト・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に所属していないこと。ただし、専用線オンラインの場合は供出電力（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。 (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。	発電機リスト・パターン、需要家リスト・パターン、およびネガポジリスト・パターン

取引規程 第3章 第22条、第23条、第4章 第26条

a. 性能確認(5/7)

修正

第26条に定める要件（一次調整力）		確認項目	性能データに関わる提出資料
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(ト)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(ト)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(ト)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(ト)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(ト)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(ト)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(ト) 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(ト) 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	第13条（リソース等が満たすべき要件）(2)イ(ト) 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(ト) 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

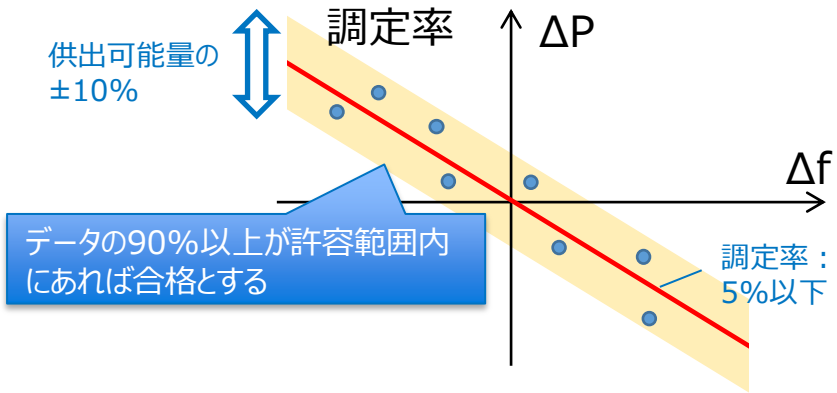
取引規程 第3章 第22条、第23条、第4章 第26条

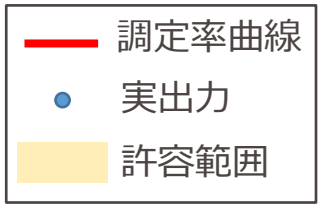
⑬不感帯、⑭調定率の確認に用いる平常時の性能データ例

- 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、208スライドの性能データに関わる提出データの不感帯と調定率を確認可能です。

【性能データ例】<⑬不感帯、⑭調定率>

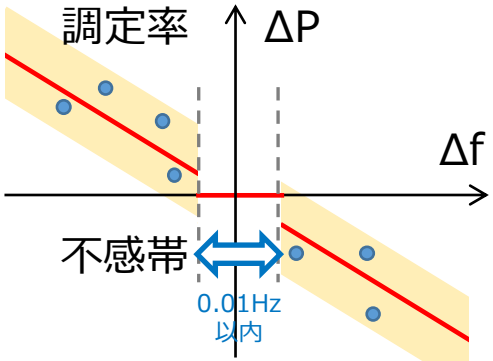
【審査イメージ（不感帯設定なし）】



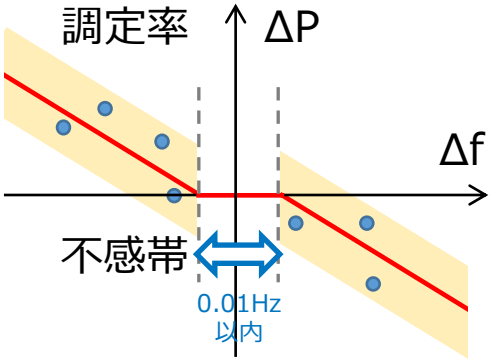


【審査イメージ（不感帯設定あり）】

<例１>



<例２>



217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

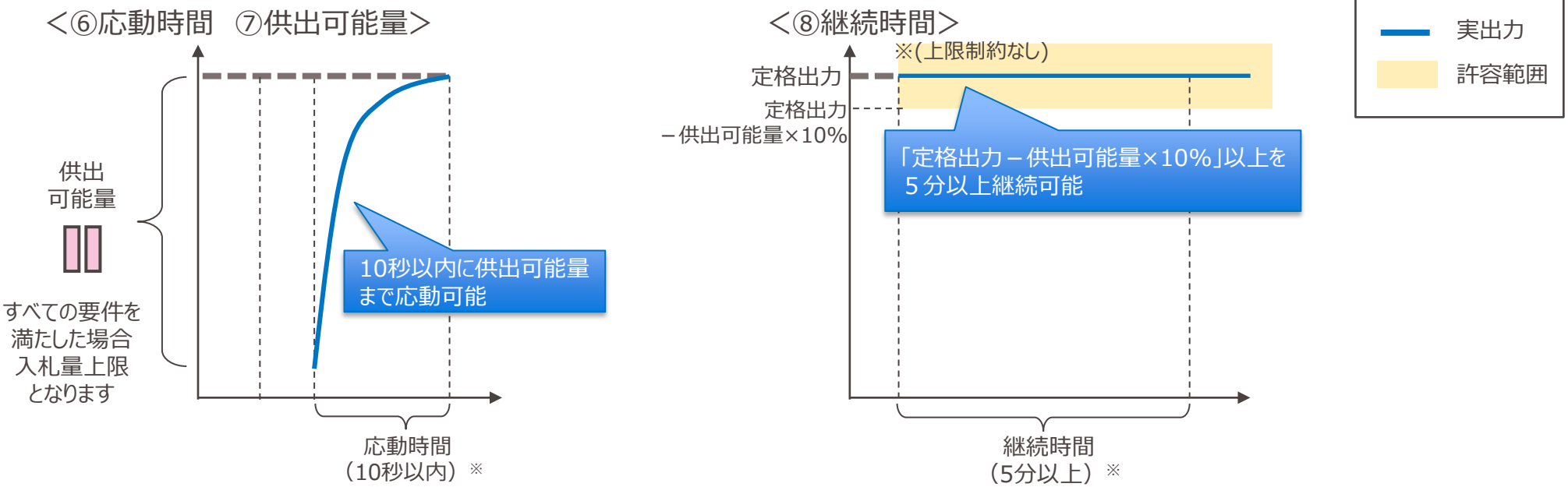
三次② 三次① 二次② 二次① 一次 複合

取引規程 第3章 第22条、第23条、第4章26条

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、205、206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。

218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 第26条

● 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）】

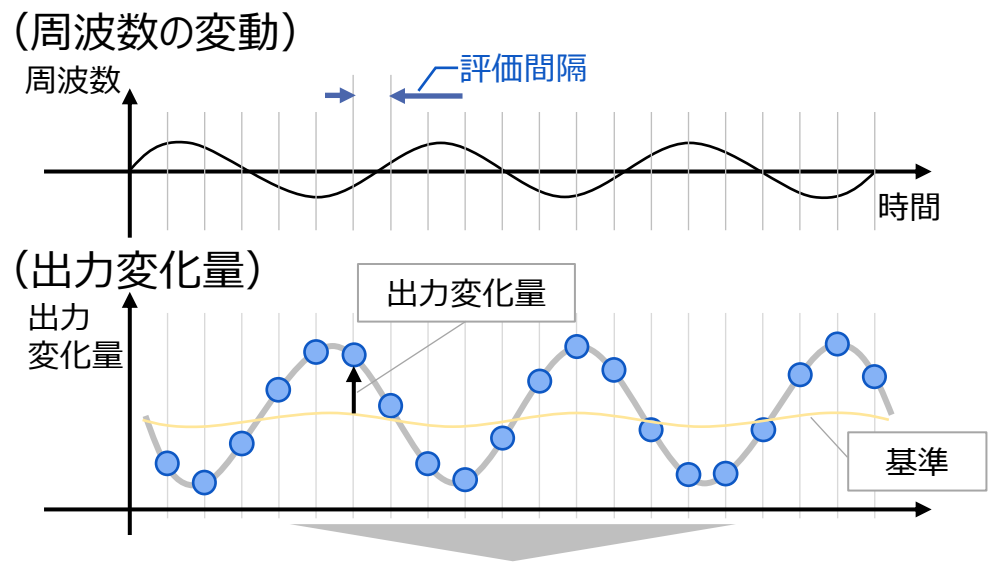
項目	実施内容
評価対象	出力変化量※1※2
評価間隔	1秒※3
許容範囲	調定率曲線を基準に供出可能量の±10%
評価方法	1秒ごとの全計測点を30分コマ単位で評価し、許容範囲への滞在率が90%以上となっていること

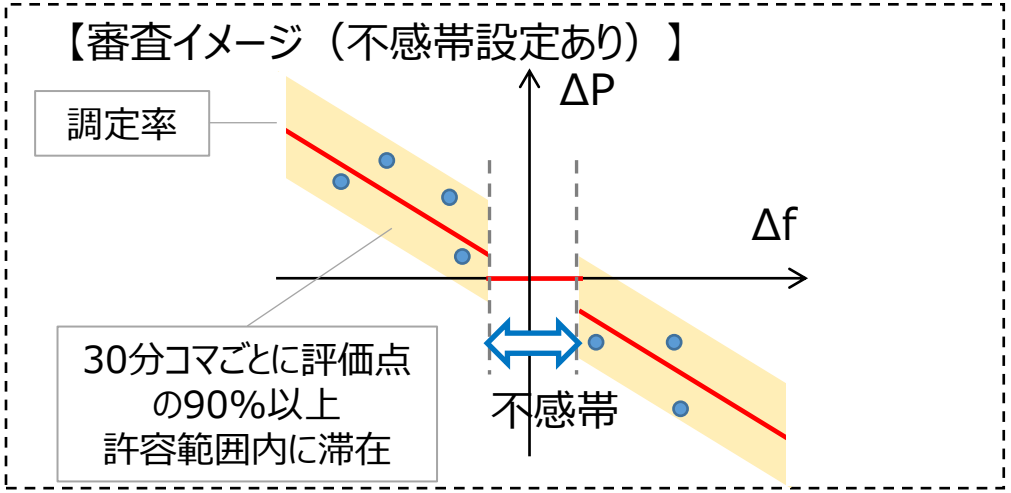
【計測時の基準の考え方】

発電機・蓄電池(ﾎﾟｼﾞ)等	発電計画※4
DSR・蓄電池(ﾈｶﾞ)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】





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

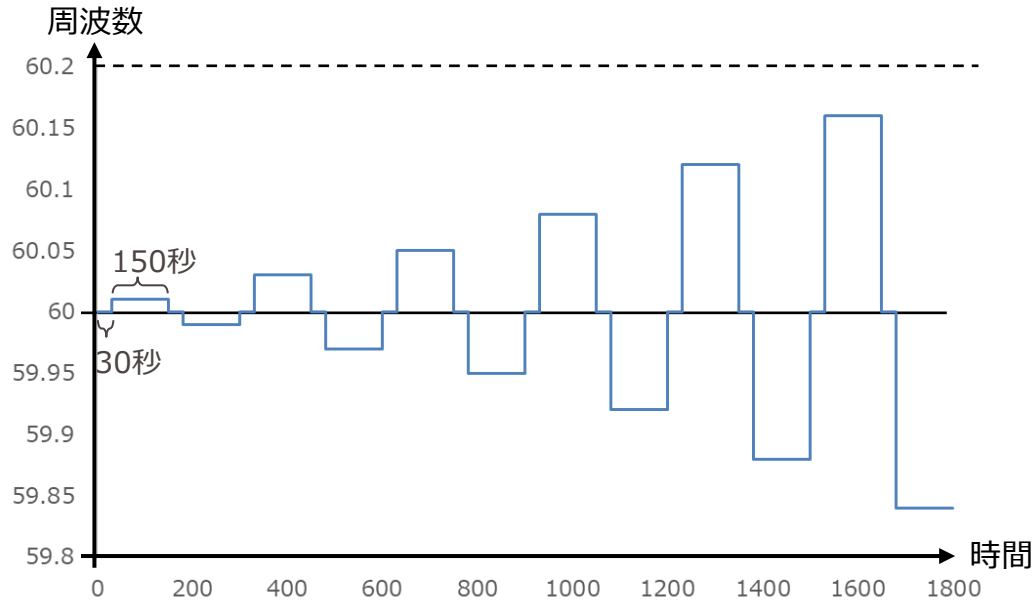
● 平常時の実働試験の試験パターンのイメージ※は下記のとおりです。

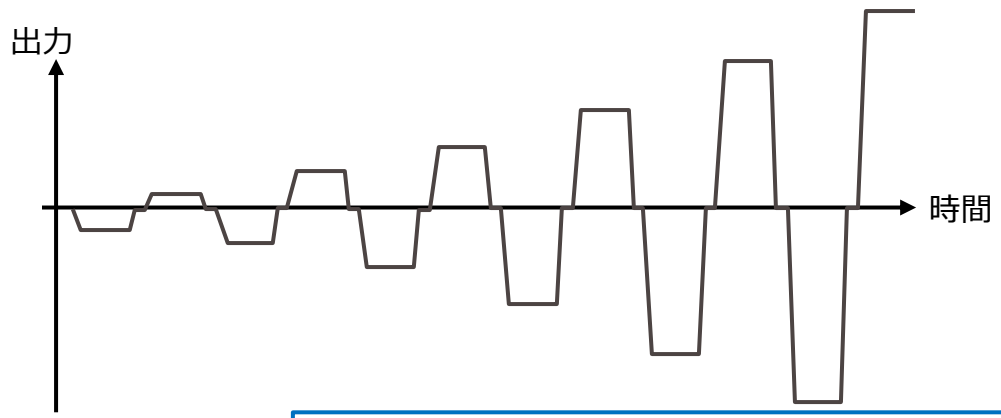
※具体的な試験パターンについては、イメージを基本に属地TSOと協議の上決定します。

【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%





取引規程 第3章 第22条、第24条、第8章 第39条

● 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	基準周波数から0.2Hzを上回って周波数低下させた時刻から10秒後の供出量(供出可能量) − 供出可能量×10% 以上
評価方法	✓ 基準周波数から0.2Hzを上回って周波数低下させた時刻を起点に10秒後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0.2Hz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

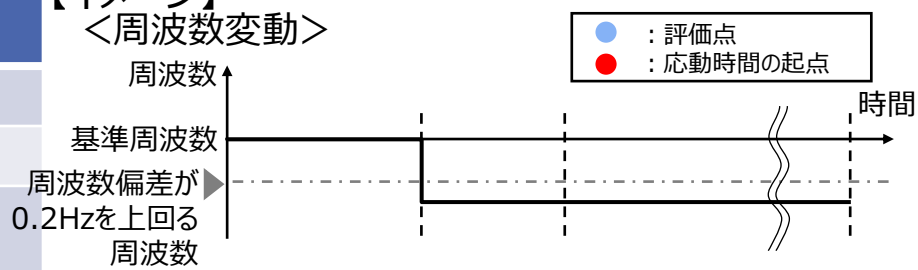
【計測時の基準の考え方】

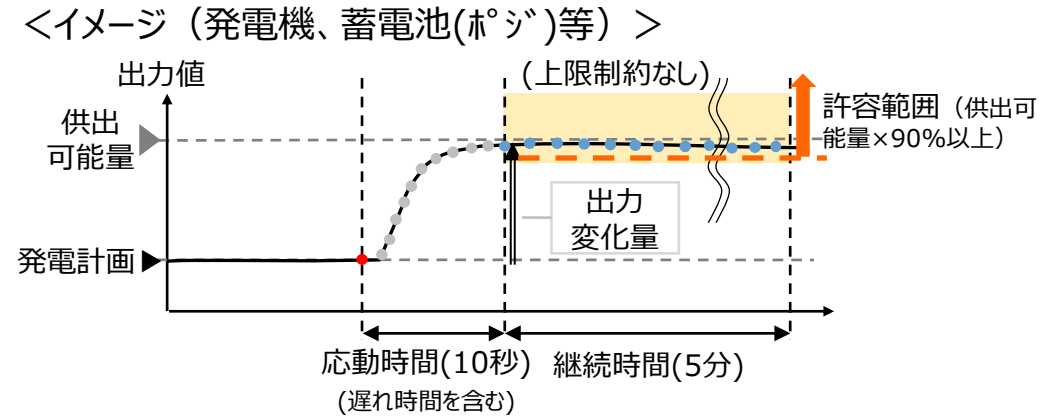
発電機・蓄電池(ﾎﾟｼﾞ)等	発電計画※4
DSR・蓄電池(ﾈｶﾞ)等	基準値※4

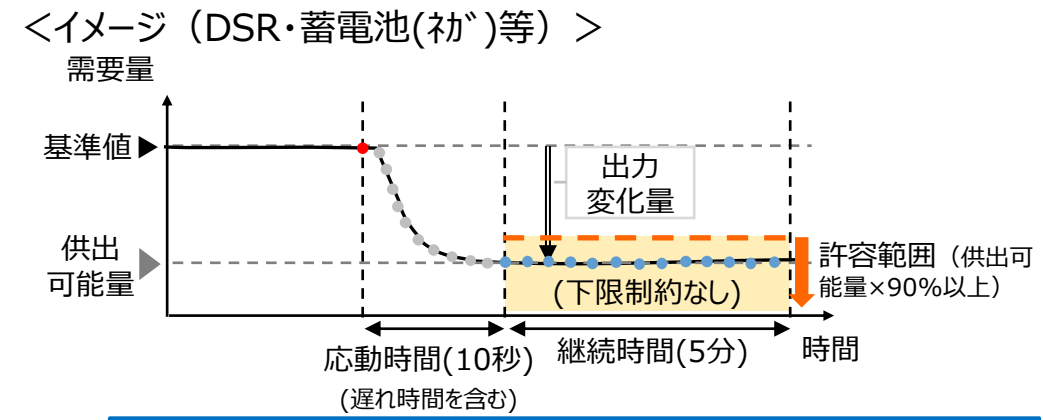
※1　取引会員と属地TSOの間で協議のうえ定めた上り伝送遅延時間にもとづきデータを補正して評価する
※2　周波数の理論値は各エリア中給においてTSOが計測した周波数
※3　専用線接続の場合は中給取得周期
※4　評価間隔と同間隔で基準を作成

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

【イメージ】





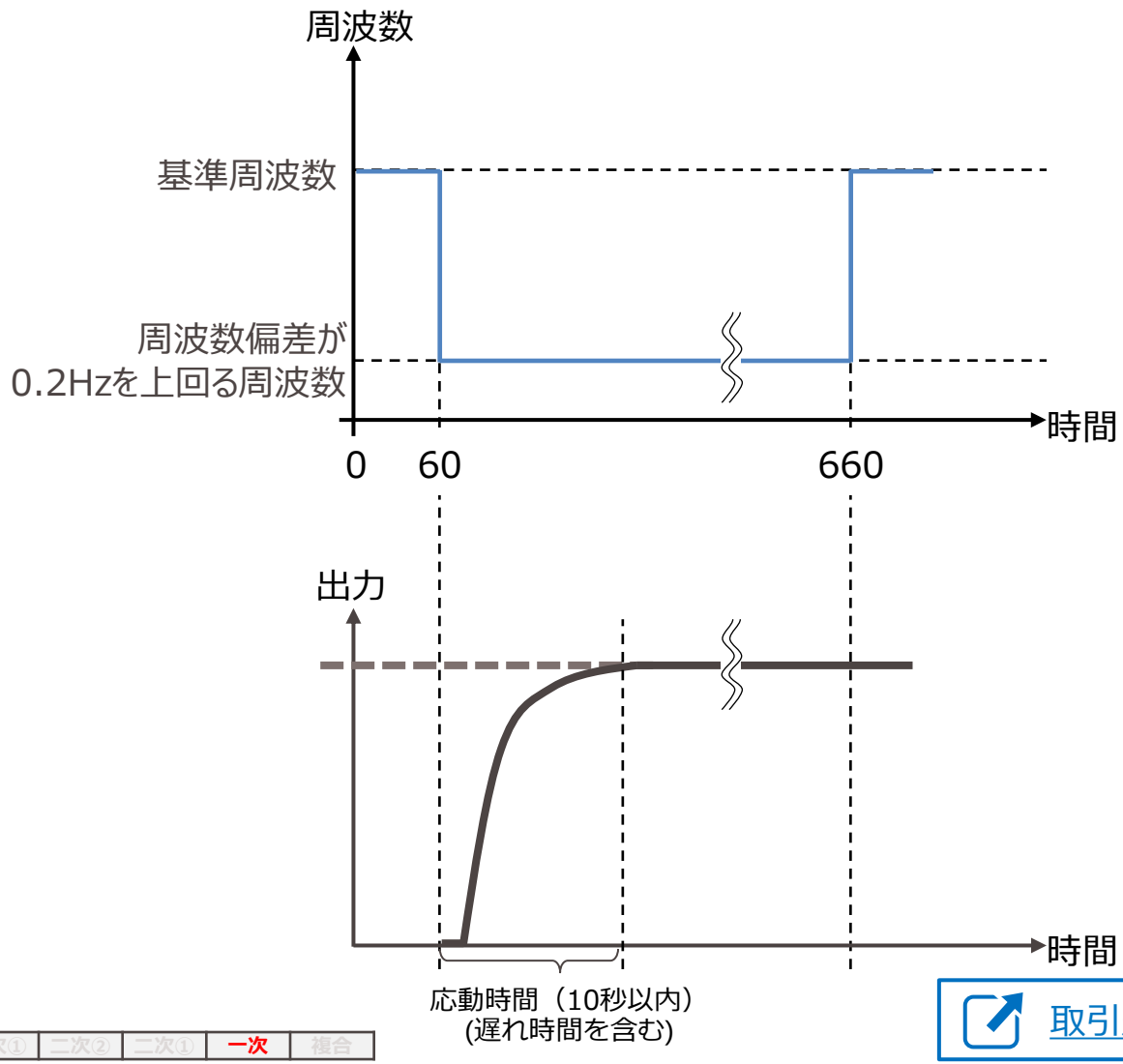


取引規程 第3章 第22条、第24条、第8章 第39条

● 異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】



取引規程 第3章 第22条、第24条、第8章 第39条

C. 単独発電機の実働試験 実施方法（1/2）

- 単独発電機や蓄電池(ポジ)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2日間
   b. 試験時間：各々の日に対して取引規程第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1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、216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、専用線オンラインの場合、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。

取引規程 第3章 第24条

C. 単独発電機の実働試験 実施方法（2/2）

- 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0.2Hz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。

取引規程 第3章 第22条、第24条

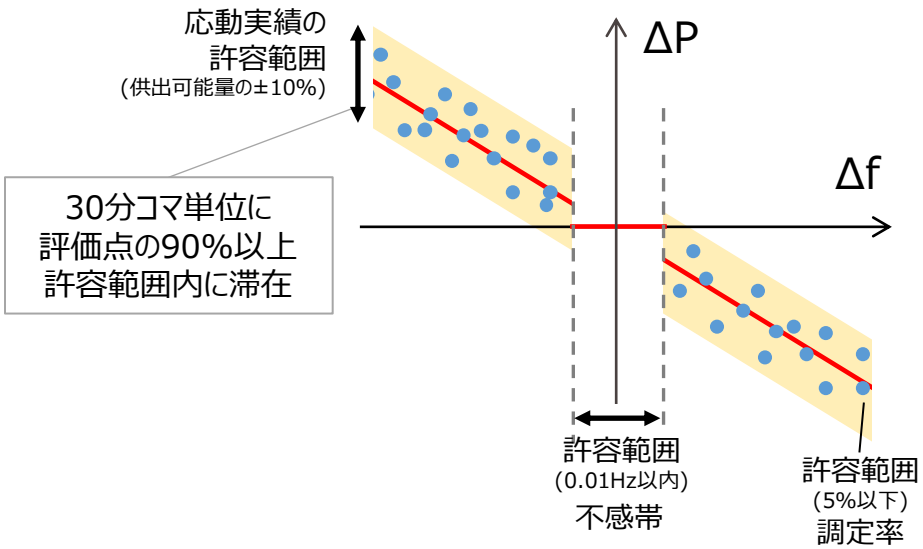
d. 単独発電機の実働試験結果の評価（1/2）

- 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(ニ)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±供出可能量×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。

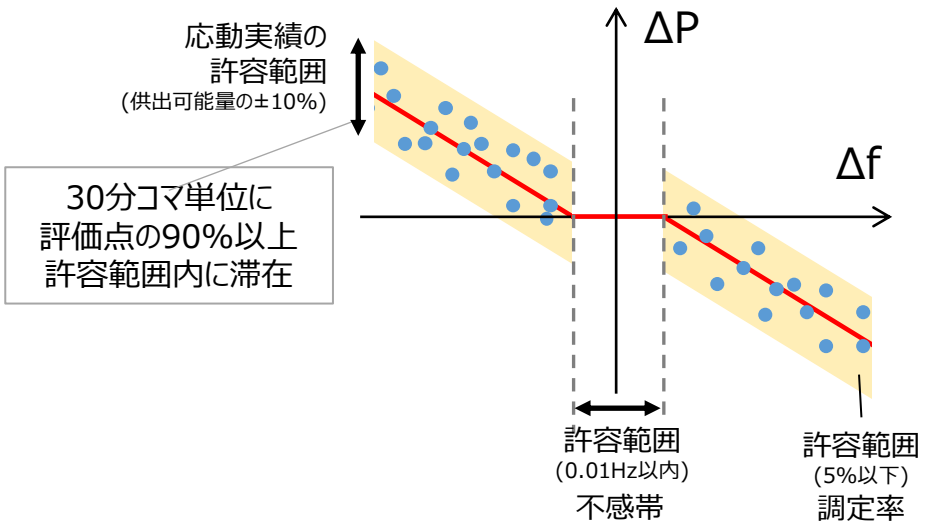
【イメージ（不感帯設定あり）】

調定率曲線：　計測点：　許容範囲：

<例１>



<例２>

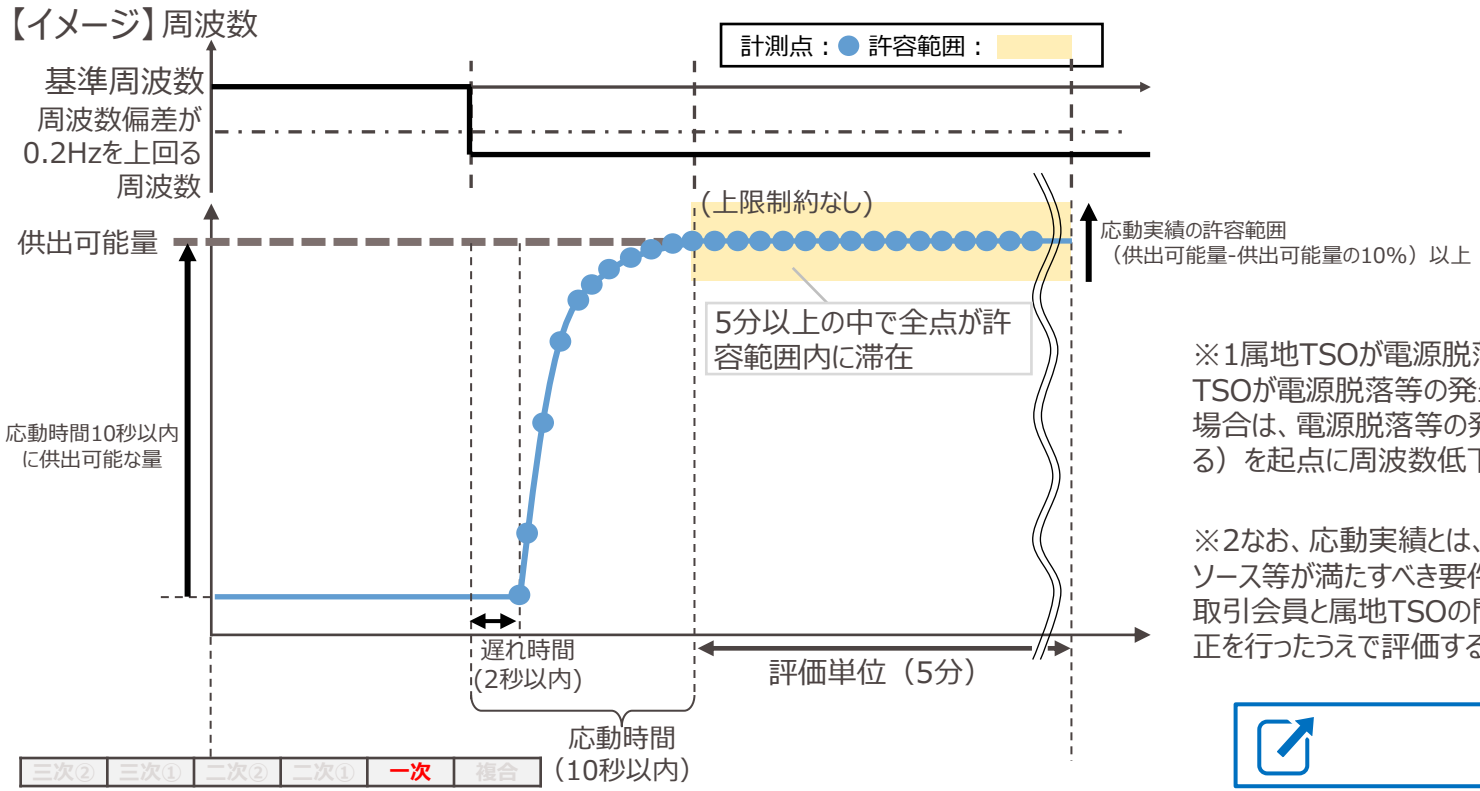


※なお、応動実績とは、取引規程（需給調整市場）第13条（リソース等が満たすべき要件）(2)ハ(ホ)cで定める瞬時供出電力を指し、遅れ時間（２秒）および取引会員と属地TSOの間で協議のうえ定めた上り伝送遅延時間の補正を行ったうえで評価することとします。

取引規程 第3章 第24条

d. 単独発電機の実働試験結果の評価（2/2）

- 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(ニ)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0.2ヘルツを上回る（なお、属地エリアが北海道電力ネットワーク株式会社の場合、0.2ヘルツではなく0.3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。



※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。

取引規程 第3章 第24条

e. 各リスト・パターン(事前予測型)の実働試験実施方法

- 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。

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2日間
   b. 試験時間：各々の日に対して取引規程第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1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、221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。

<u>○専用線オンラインの場合</u>

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）、属地周期発電計画電力を提出※1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）、属地周期発電計画電力、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していただきます。

<u>○監視方法がオフラインの場合</u>

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）、１秒発電計画電力を提出※1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秒発電計画電力、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）、１秒基準値電力（事前予測型）、属地周期発電計画電力、１秒発電計画電力、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。

取引規程 第3章 第24条

e. 各リスト・パターン(直前計測型)の実働試験実施方法

- 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2日間
   b. 試験時間：各々の日に対して取引規程第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1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、221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。

<u>○専用線オンラインの場合</u>

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していただきます。

<u>○監視方法がオフラインの場合</u>

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）、属地周期発電計画電力、１秒発電計画電力、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。

取引規程 第3章 第24条

e. 各リスト・パターンの実働試験実施方法

- 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

    （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0.2Hz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。

取引規程 第3章 第24条

（参考） オフラインリソースの合計発電計画電力、実働試験基準値電力および実績データの記入例（所定の様式）

- 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。

【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）】

記載例：属地周期1秒の場合を代表で記載

様式 19-2-1

一次調整力

事業者名	○○○○株式会社		
系統コード	○○○○○(5桁)		
パターン番号	①		
供出可能量（kW）	15,000		
試験日	2023/4/1		
実働試験対象時間	11:00	～	15:00
提出内容	合計発電計画電力・応動実績		
監視方法	専用線オンライン		

（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kWh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2,000×2=4000kW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2×60×60=7,200kW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。

※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

リソース単位の合計と一致させて下さい

（１）合計発電計画電力
（属地周期(1秒)平均kW値）【送電端値】

時刻			合計発電計画電力（kW）
0:00:00	～	0:00:01	10,000
0:00:01	～	0:00:02	10,100

（２）発電実績
（属地周期(1秒)平均kW値）【送電端値】

時刻			発電実績（kW）
0:00:00	～	0:00:01	
0:00:01	～	0:00:02	

（３）応動実績・模擬周波数実績
（属地周期(1秒)平均kW値）【送電端値】

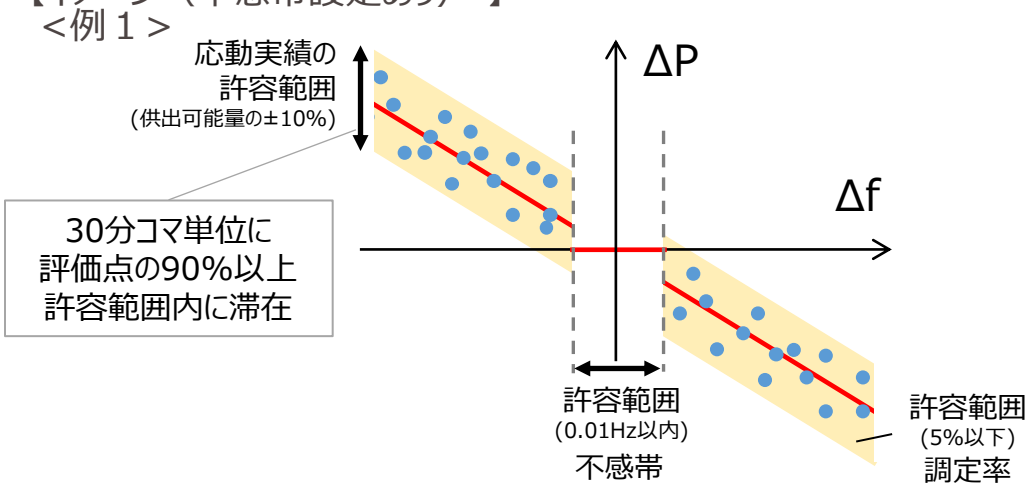
時刻			応動実績（kW）(2)発電実績－(1)	模擬周波数実績（Hz）
0:00:00	～	0:00:01	(10000)	60.00
0:00:01	～	0:00:02	(10100)	59.99

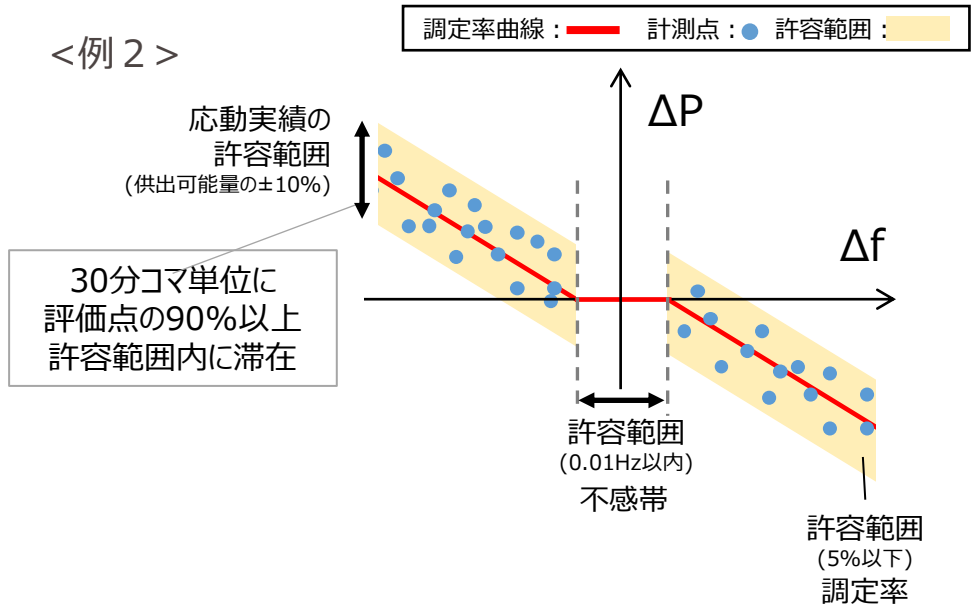
取引規程 第3章 第24条

f. 各リスト・パターンの実働試験結果の評価

- 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）または属地周期基準値電力（直前計測型）、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(ヘ)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）または１秒基準値電力（直前計測型）、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※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）】



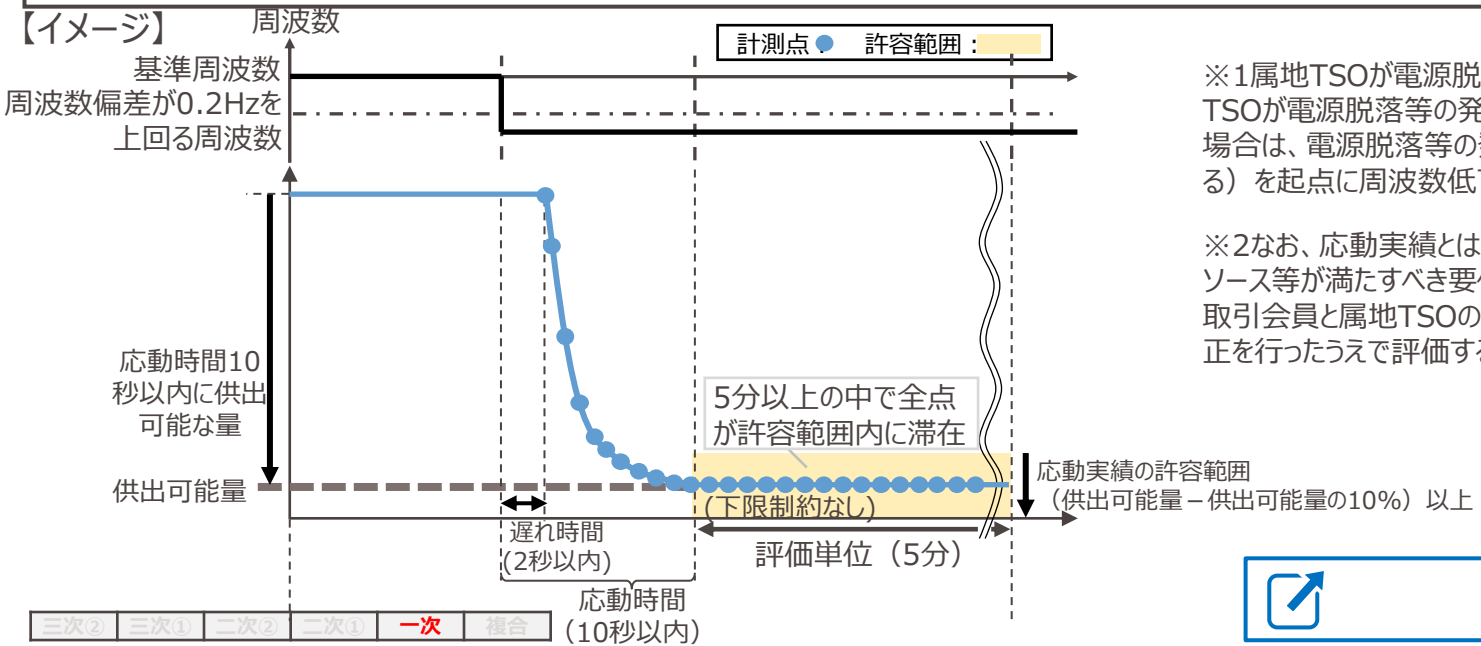


※ なお、応動実績とは、取引規程（需給調整市場）第13条（リソース等が満たすべき要件）(2)ハ(ホ)cで定める瞬時供出電力を指し、遅れ時間（２秒）および取引会員と属地TSOの間で協議のうえ定めた上り伝送遅延時間の補正を行ったうえで評価することとする。ただし、監視方法がオフラインの場合は遅れ時間（２秒）のみ考慮する。

取引規程 第3章 第24条

- 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）または属地周期基準値電力（直前計測型）、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(ヘ)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）または１秒基準値電力（直前計測型）、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0.2ヘルツを上回る（なお、属地エリアが北海道電力ネットワーク株式会社の場合、0.2ヘルツではなく0.3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. 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。

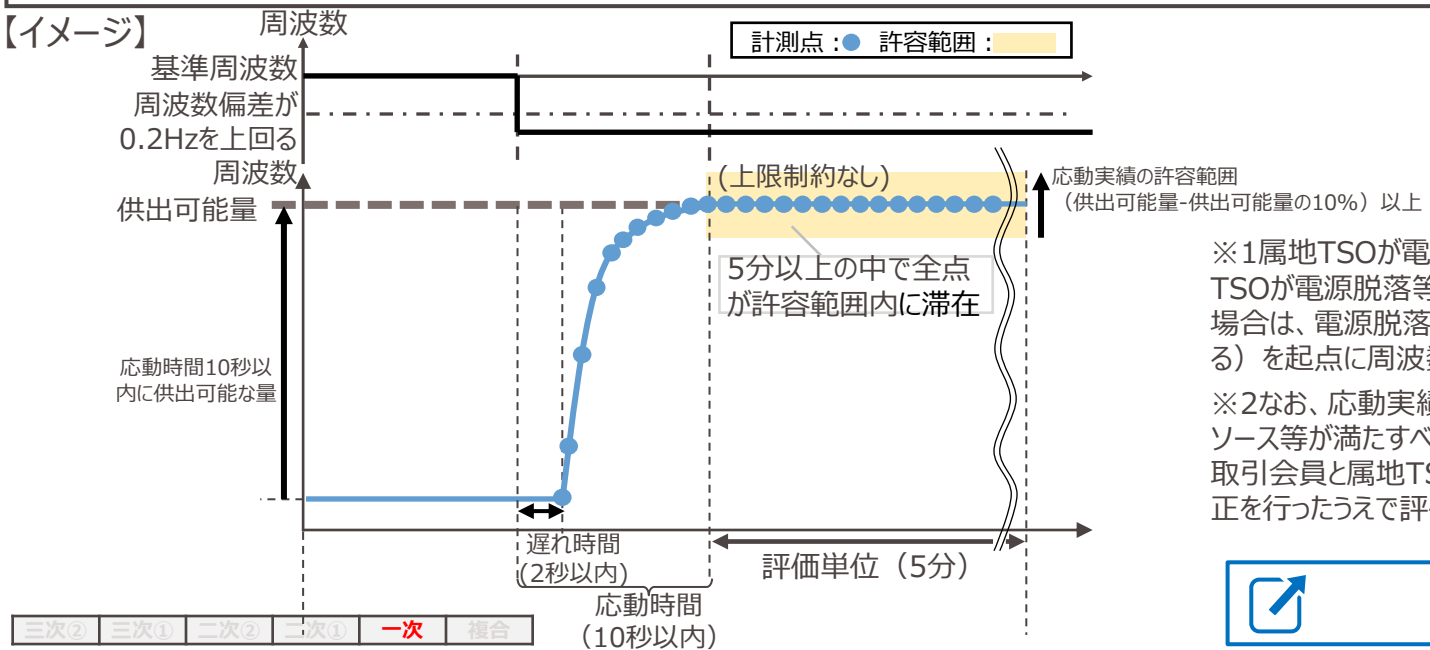
※2なお、応動実績とは、取引規程（需給調整市場）第13条（リソース等が満たすべき要件）(2)ハ(ホ)cで定める瞬時供出電力を指し、取引会員と属地TSOの間で協議のうえ定めた上り伝送遅延時間の補正を行ったうえで評価することとする。

取引規程 第3章 第24条

2-2. 事前審査　f. 各リスト・パターン(ポジワット)の実働試験結果の評価

- 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）または属地周期基準値電力（直前計測型）、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(ヘ)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）または１秒基準値電力（直前計測型）、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0.2ヘルツを上回る（なお、属地エリアが北海道電力ネットワーク株式会社の場合、0.2ヘルツではなく0.3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. 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。

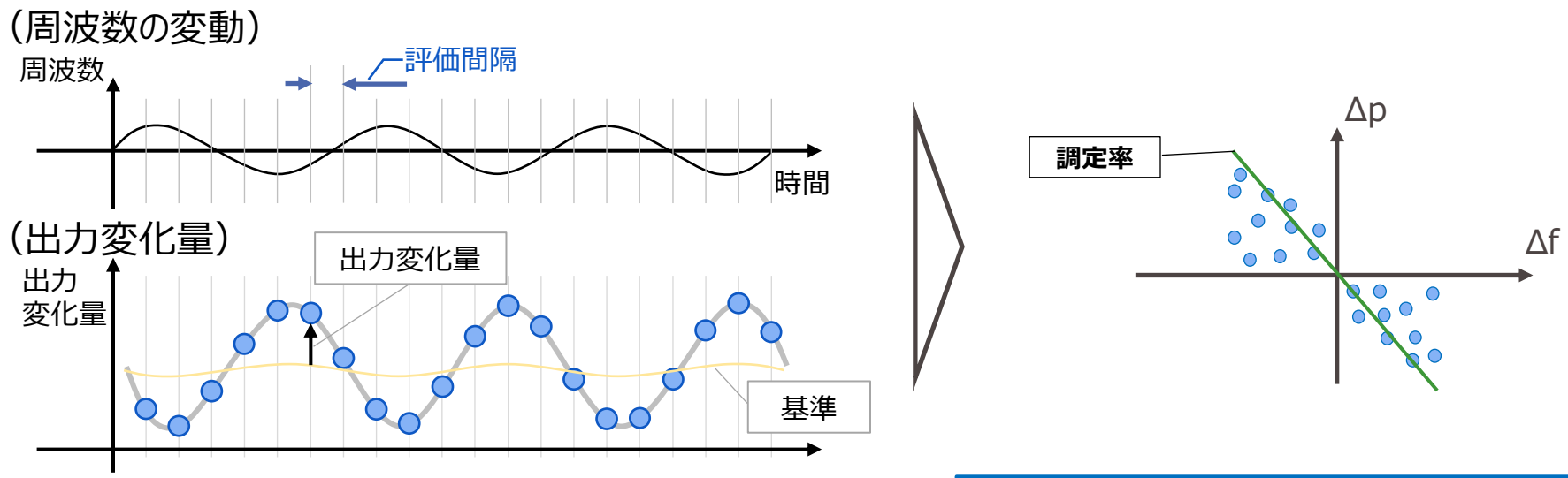
※2なお、応動実績とは、取引規程（需給調整市場）第13条（リソース等が満たすべき要件）(2)ハ(ホ)cで定める瞬時供出電力を指し、取引会員と属地TSOの間で協議のうえ定めた上り伝送遅延時間の補正を行ったうえで評価することとする。

取引規程 第3章 第24条

(参考) 一次調整力の調整の実施

- ΔｋＷ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】



取引規程 第7章 第35条

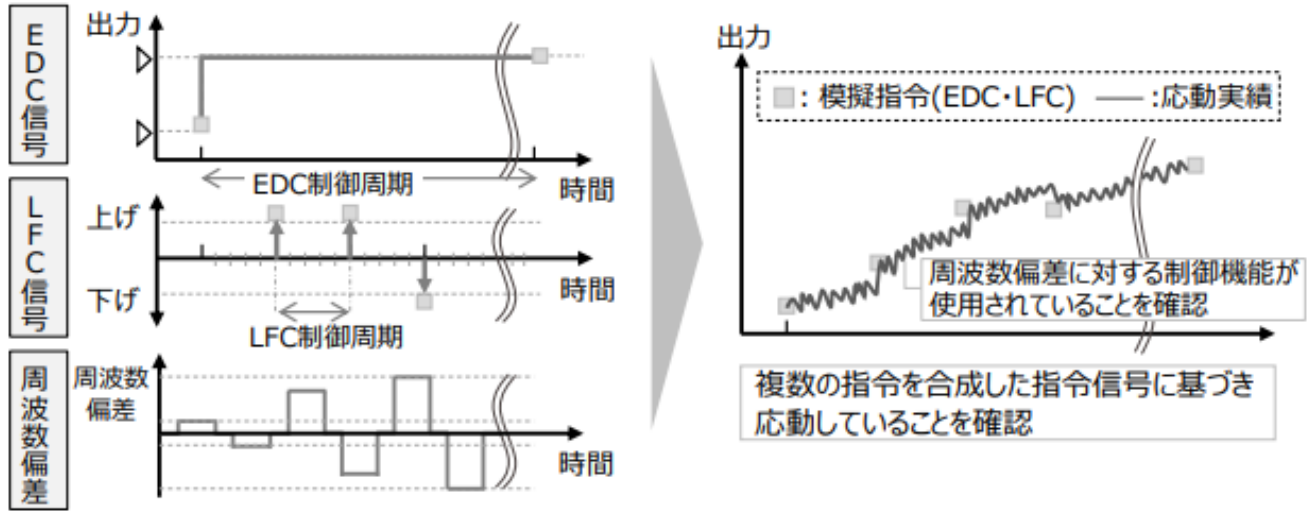
別冊（複合商品）
事前審査

2-2. 事前審査　a. 性能確認(1/3)

- 複合約定を希望する場合の性能確認の項目は、希望商品の別冊を参照します。
- なお、複合商品における事前審査としては、応札予定の各商品の事前審査に加え、応札予定の複合商品に係る合成した指令信号への追従性能を確認します。
- 所定の様式14-1、14-2、14-3、14-4、20-1、20-2、20-3、20-4のいずれかを属地TSOに提出いただきます。

【事前審査で確認する項目（例）】

	審査項目	イメージ
①	応札予定の各商品の事前審査	✓ 一次～三次①の各単一商品における事前審査に準じる
②	応札予定の複合商品に係る合成した指令信号への追従性能	✓ 模擬信号等により中給システムからの指令信号に対する応動性を確認 ✓ 周波数偏差に対する制御機能の使用状態を確認



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

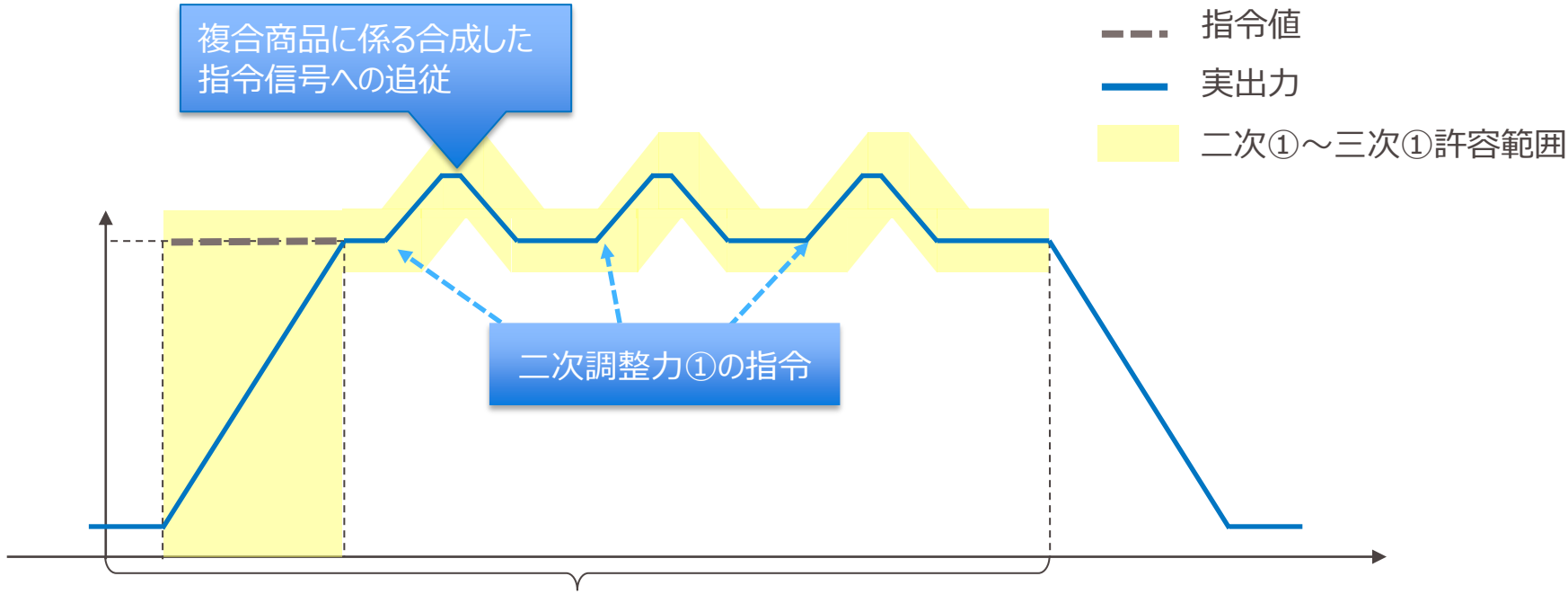
取引規程 第3章 第22条、第23条、第4章 第26条

a. 性能確認(2/3)

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（単独発電機の出力変化曲線）

- 下記単独発電機の出力変化曲線にて、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



サンプリング周期は、応札予定の複合商品に係る各商品のうち、最短のサンプリング周期

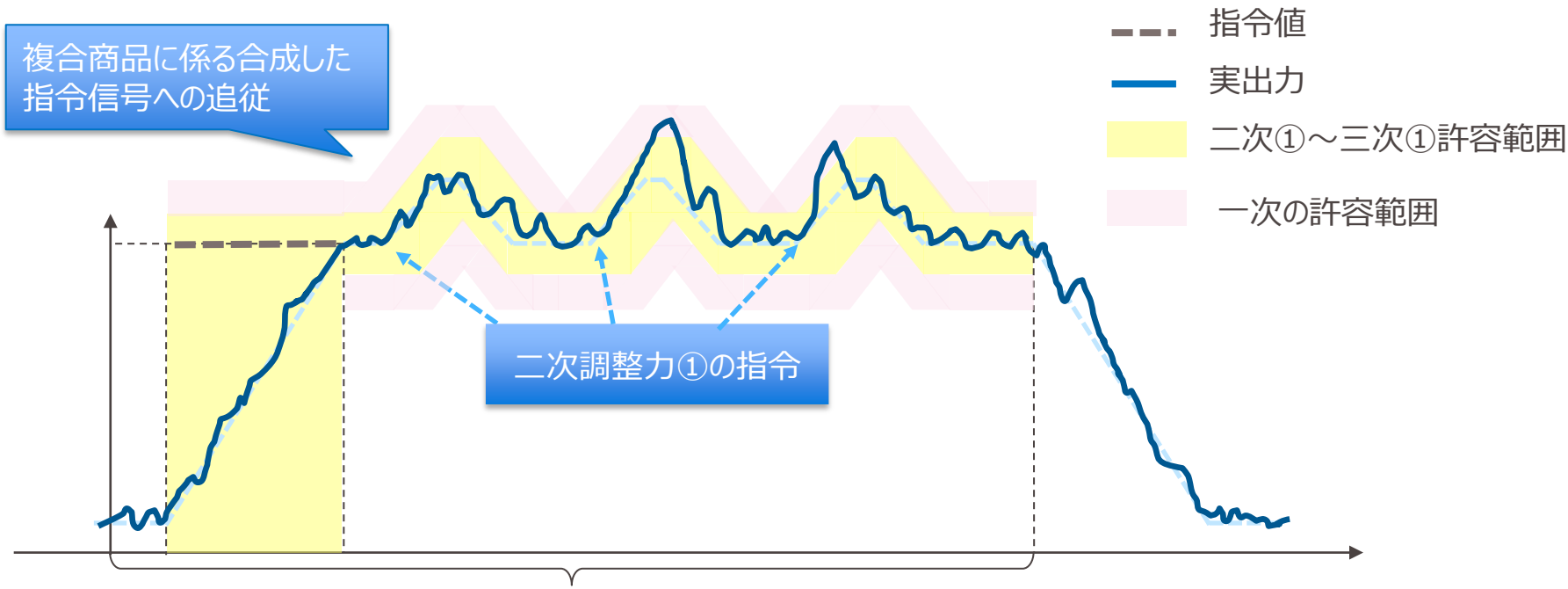
232スライドの応動実績の評価に準じて提出された性能データの確認をいたします

取引規程 第3章 第22条、第23条、第4章 第26条

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（単独発電機の出力変化曲線）

- 下記単独発電機の出力変化曲線にて、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



サンプリング周期は、応札予定の複合商品に係る各商品のうち、最短のサンプリング周期

232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

取引規程 第3章 第22条、第23条、第4章 第26条

b. 実働試験の概要(1/3)

● 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

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）】

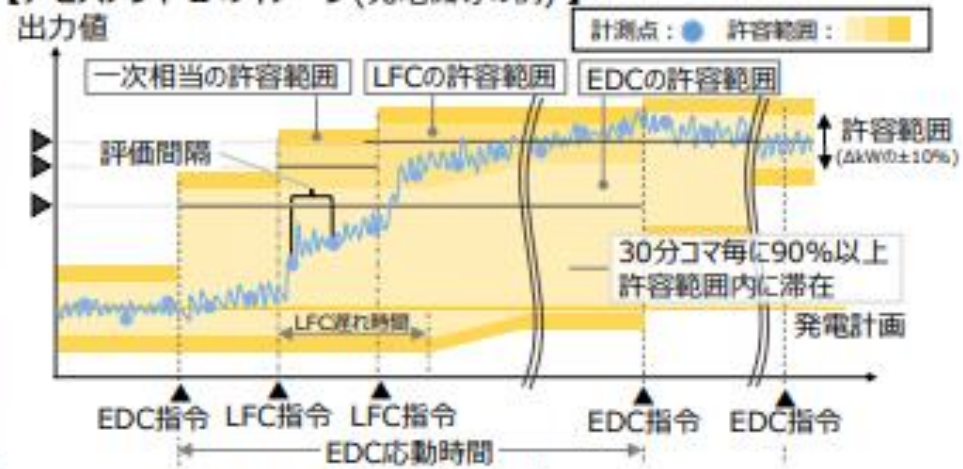
項目	実施内容
評価対象	実出力(需要実績)と基準の差※1 [発電端値を送電端値に換算し確認]
評価間隔	内包される単一商品のうち最も評価間隔の短い商品に準じた間隔
許容範囲	一体的な指令信号※2に対して単一商品で整理した許容範囲および一次のΔkW落札量※3を足し合わせた範囲
評価方法	計測点を30分コマ単位で評価し、許容範囲への滞在率が90%以上となっていること※4

※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

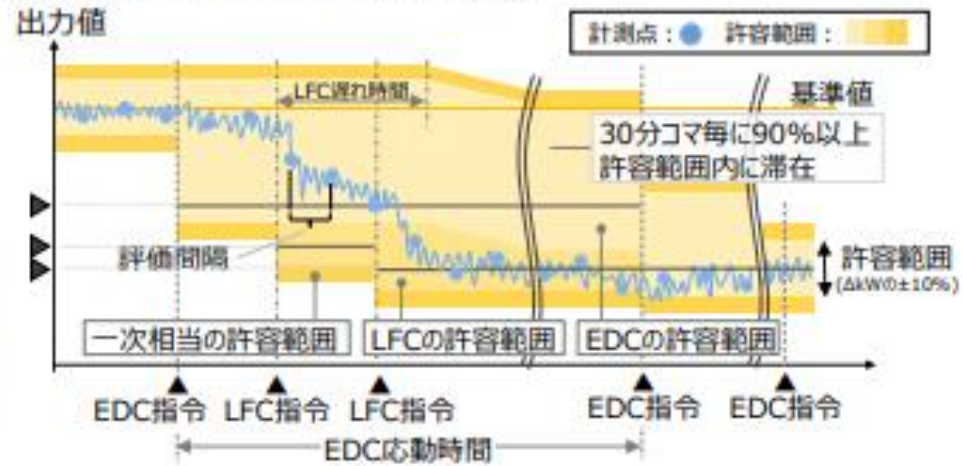
【計測時の基準の考え方】

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)】



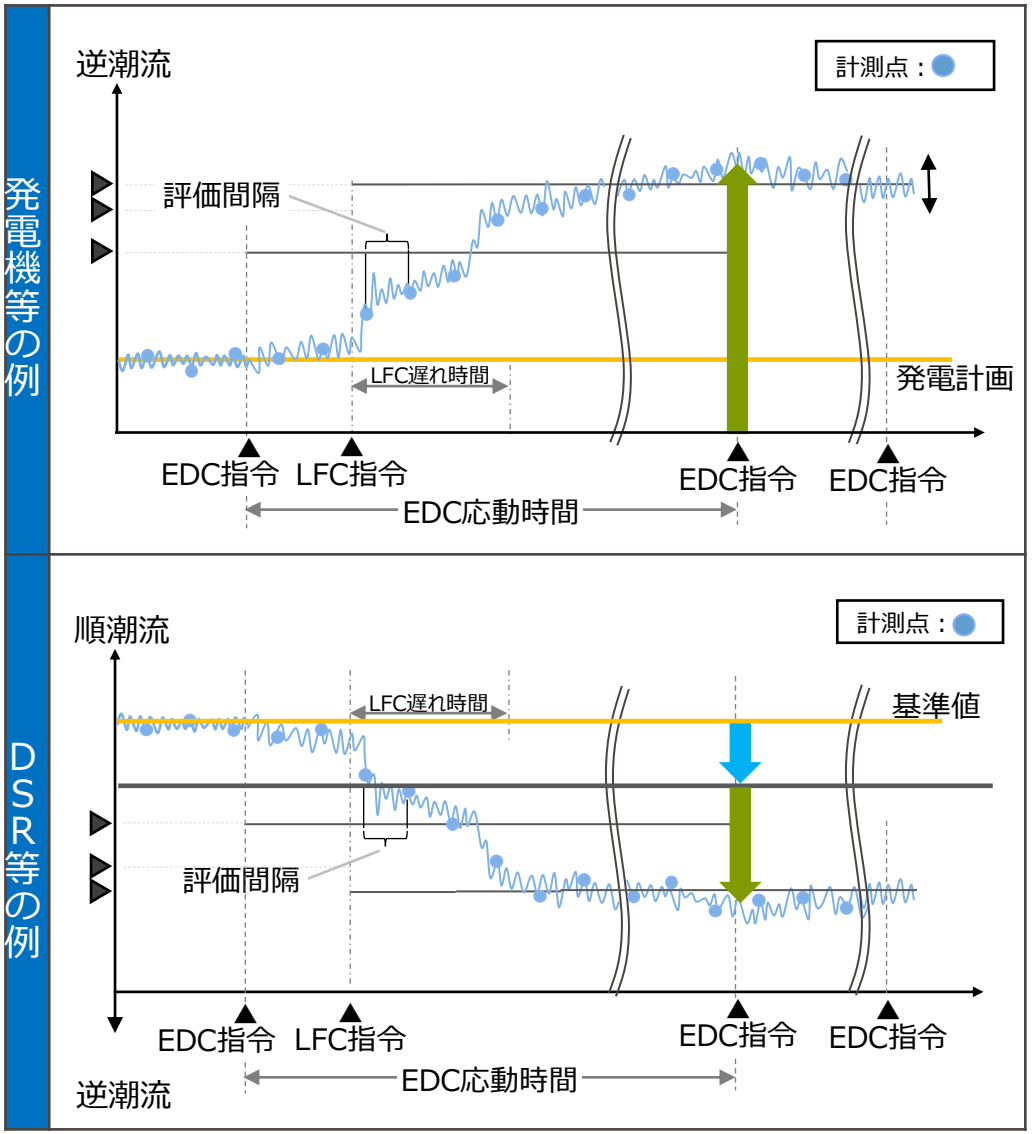
【アセスメントⅡのイメージ(DSR等の例)】



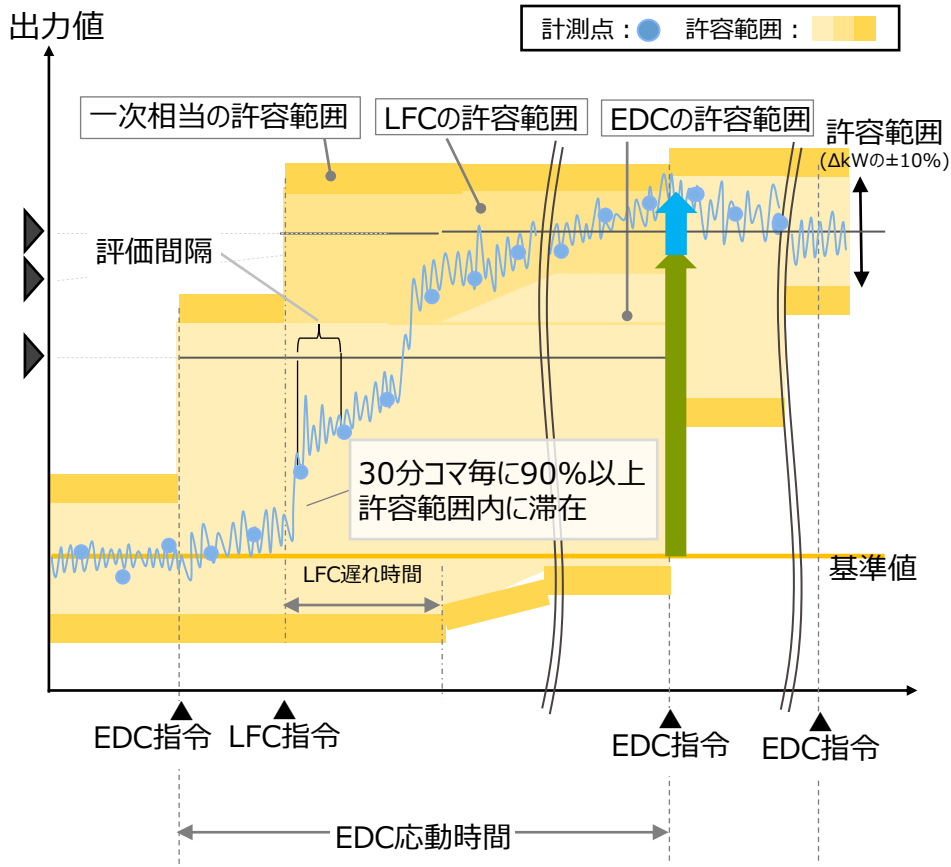
出所）第28回需給調整市場検討小委員会（2022.2.24）資料3-3をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2021/files/jukyu_shijyo_28_03_03.pdf

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)】

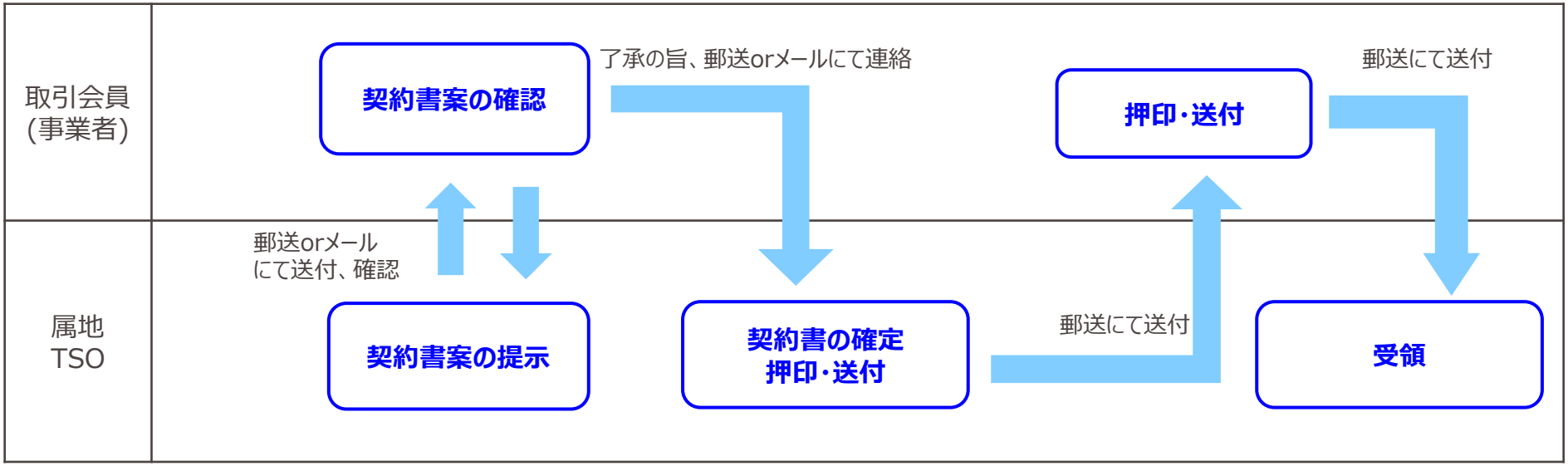


２－３．契約締結

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】



取引規程 第2章 第12条

２－４．入札

a. 入札の方法（1/5）

- 市場運営者は週間市場商品の場合は実需給日に対応する前週月曜日の14時に、三次調整力②の場合は実需給前日の12時に、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、週間市場商品の場合は実需給日に対応する前週月曜日の14時から前週火曜日の14時の間に、三次調整力②の場合は実需給前日の12時から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。）
- 入札対象となるリソースの通信設備により、以下のとおり最低入札量が定められており、この値以上となるよう、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。
  - ✓ 通信設備が専用線オンラインの場合で、三次調整力②または三次調整力①のとき、5,000kW（2023年度のみ）
  - ✓ 上記以外の場合、1,000kW
- 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。
- 週間市場商品と三次調整力②のいずれにも入札できる単独発電機の場合で、供出を希望する実需給日の同一の時間帯において既に週間市場商品に約定しているときは、入札量上限から週間市場商品に約定した当該単独発電機のΔkW約定量（複合商品の場合は複合ΔkW約定量）を差し引いた量を超えて、当該単独発電機を用いて三次調整力②の入札をすることはできないものとします。
- 週間市場商品と三次調整力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週間市場商品に約定しているときは、当該各リスト・パターンを用いて三次調整力②の入札をすることはできないものとします。
- 週間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、週間市場商品のうち、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、<u>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。</u>
- 取引会員が事業税相当額に収入割相当額を<u>含む</u>事業者の場合、ΔkWの入札単価は、あらかじめ収入割相当額分を控除したものとします。

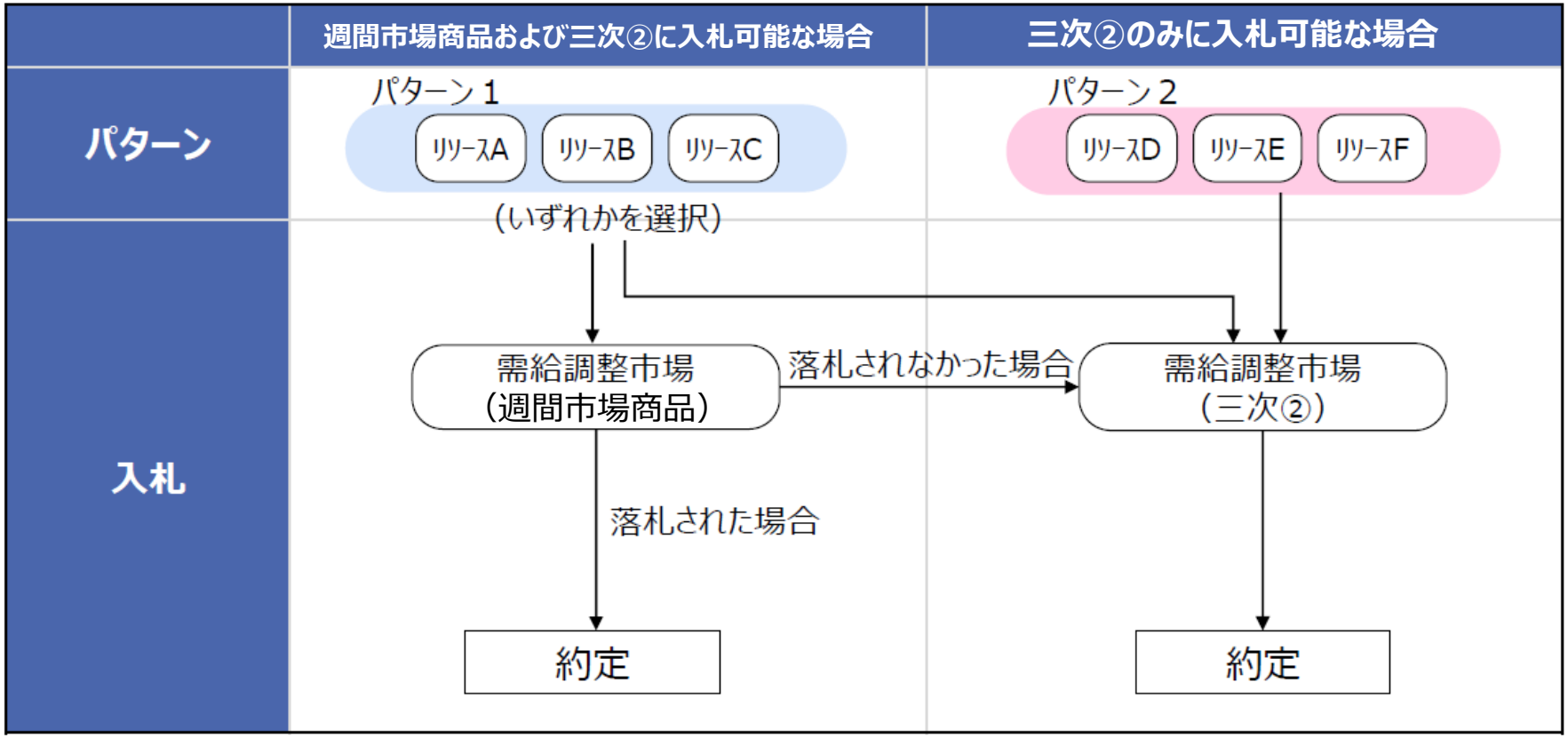
※約定に影響を与えないものの、運用検討に必要となるため、調整電力量料金に適用する単価の入力を別途お願いしております。（500スライドに記載。）

三次②	三次①	二次②	二次①	一次	複合

取引規程 第4章 第30条、第5章 第31条

- 週間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。
- ただし、三次調整力②の各リスト・パターンを兼ねることができる週間市場商品の各リスト・パターンが週間市場商品に入札もしくは落札されなかった場合、三次調整力②に入札することができます。

【週間市場商品および三次②への応札におけるパターン管理】



※週間市場商品と三次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。

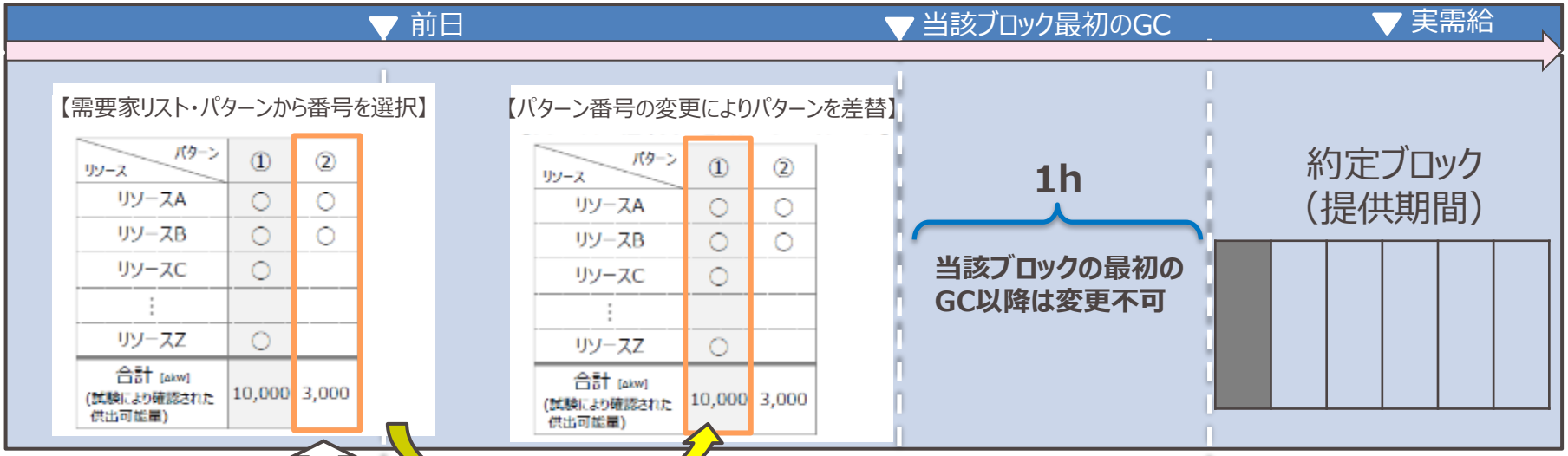
出所）第17回需給調整市場検討小委員会（2020.6.12）資料2-3をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2020/files/jukyu_shijyo_17_02_03.pdf

取引規程 第５章 第31条

a. 入札の方法（3/5）

- 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）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。

（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

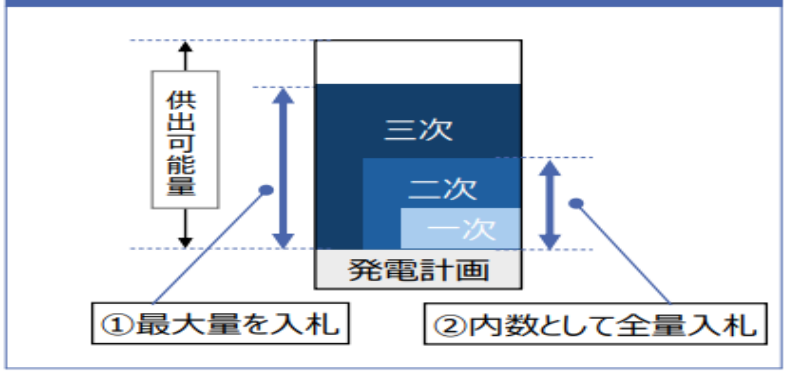
取引規程 第5章 第31条、第7章 第36条

a. 入札の方法（4/5）

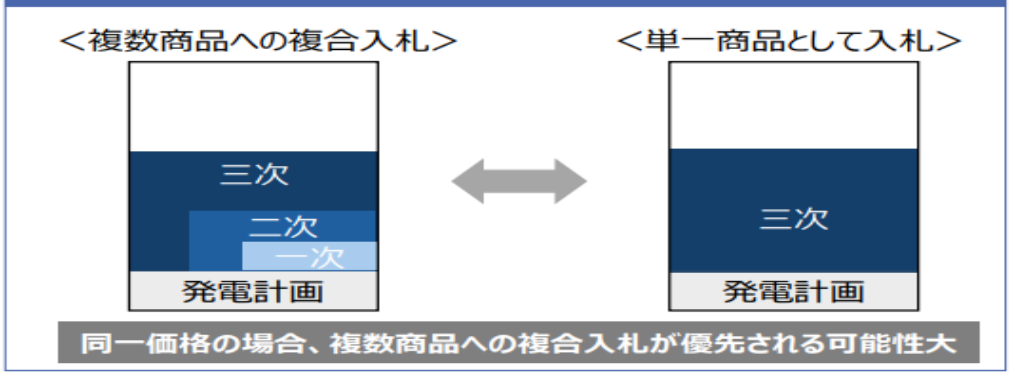
- 複合商品に入札する場合、原則として、当該単独発電機および各リスト・パターンにおける複合入札対象商品のうち入札量上限が最も大きな商品を入札し、他の商品はそれぞれを内数として全量入札していただきます。
- 複合商品に入札する場合、入札単価は一つとなります。（商品毎に単価を個別に設定できません）

※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

複数商品への複合入札の方法（例）



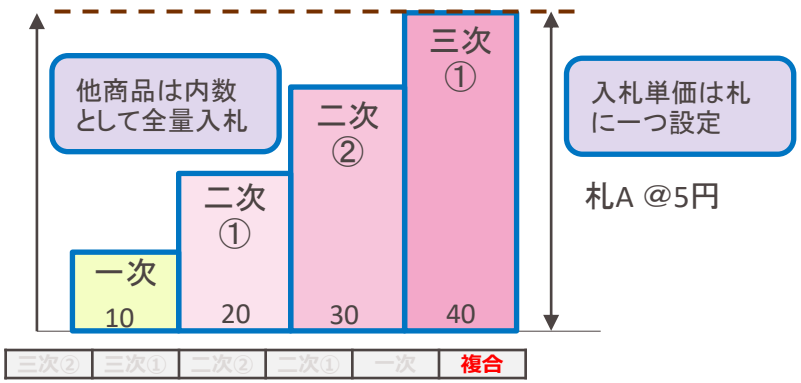
複合約定ロジック導入時における約定の考え方



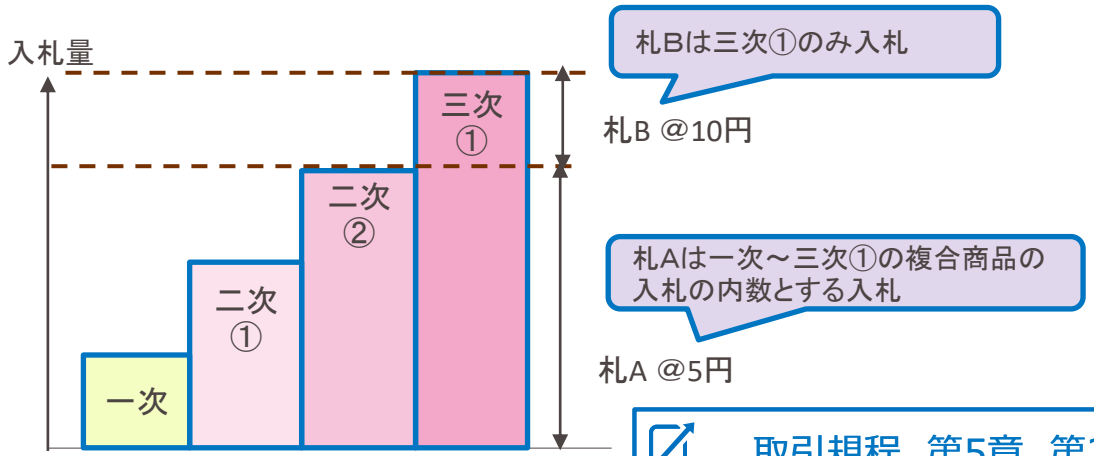
出所）第22回需給調整市場検討小委員会（2021.3.30）資料2をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2020/files/jukyu_shijyo_22_02.pdf

【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



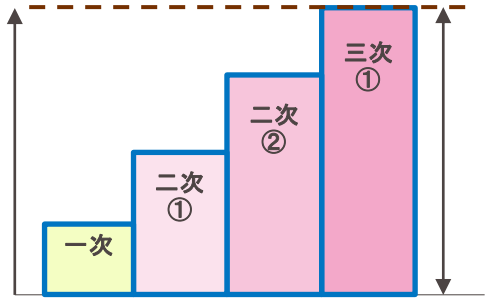
【やむを得ず複数の商品区分に同時に入札する場合】



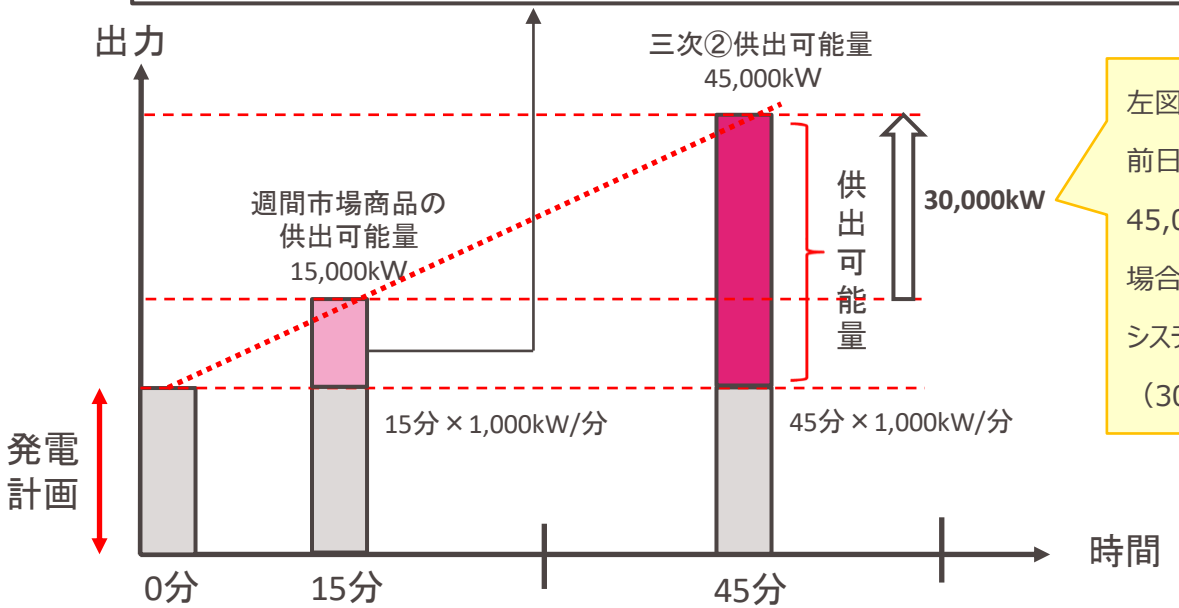
取引規程 第5章 第31条

a. 入札の方法（5/5）

- 三次調整力②で入札できる量は、三次調整力②供出可能量から週間市場商品の約定量を差し引いた量までとなります。
- このため、事前審査での性能確認項目である供出可能量について、三次調整力②供出可能量は、週間市場商品の供出可能量以上として需給調整市場システムに登録する必要があります。



複合商品に入札する場合、複合入札対象商品のうち入札量上限の最も大きくなるのは、応動時間の最も長い三次調整力①になるケースが基本となり、他の商品は内数として全量入札されている。



左図のような単独発電機リソースにて、週間市場商品に約定したリソースが、前日市場にて三次調整力②に入札する場合、三次調整力②供出可能量が45,000kWであっても、週間市場商品の約定で15,000kW約定している場合は、三次調整力②として残りの30,000kWまでしか入札できないようシステムチェックを設けています。

（30,000kWを超える入札はエラーとなります）

三次②	三次①	二次②	二次①	一次	複合

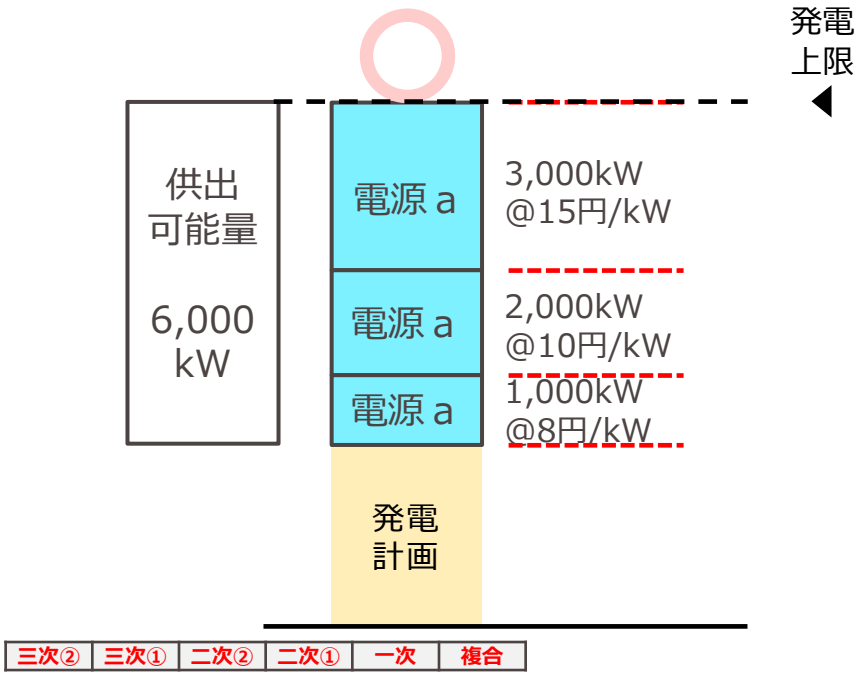
取引規程 第5章 第31条

（参考）分割入札および同一商品ブロックへの入札について

- 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

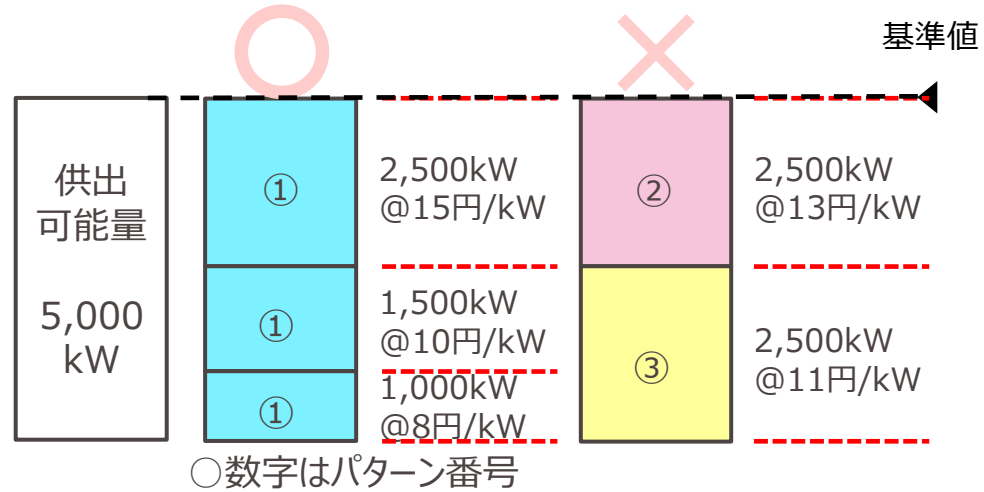
・同一単独発電機は複数の区分に分けた入札が可能です。



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



取引規程 第5章 第31条

b. 入札後の差替（1/4）

- 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。

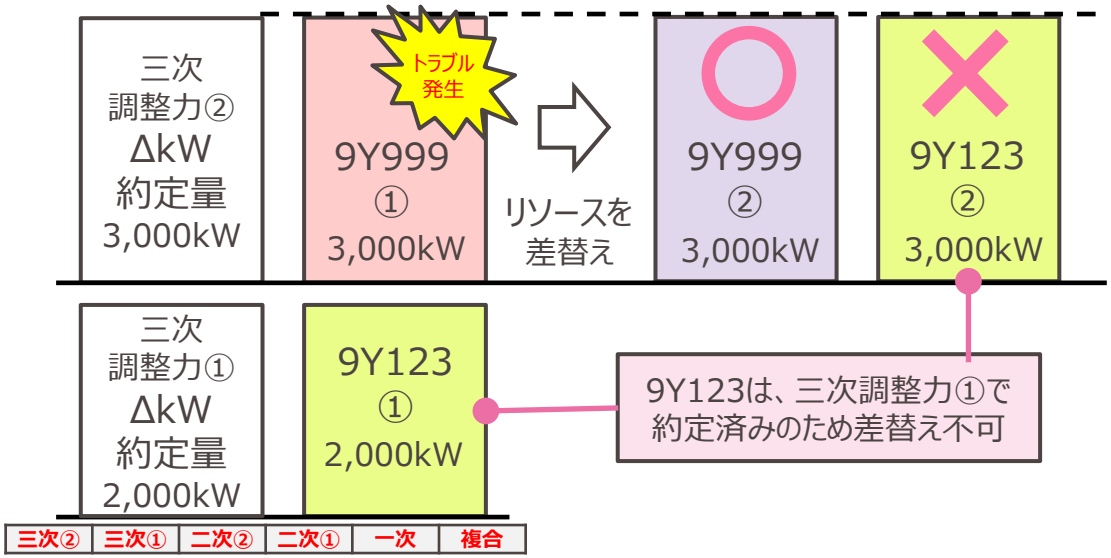
(2) 前日市場商品は、同一の時間帯において本市場に約定している各リスト・パターンの場合、当該各リスト・パターンのΔkW約定量（同一提供期間において複数約定しているときは、当該各リスト・パターンのΔkW約定量の合計値とする）を入札量上限から差し引いた量を超えて、当該各リスト・パターンを用いた差替えを行うこと。

(3) 週間市場商品は、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	○	

取引規程 第7章 第36条

b. 入札後の差替（2/4）

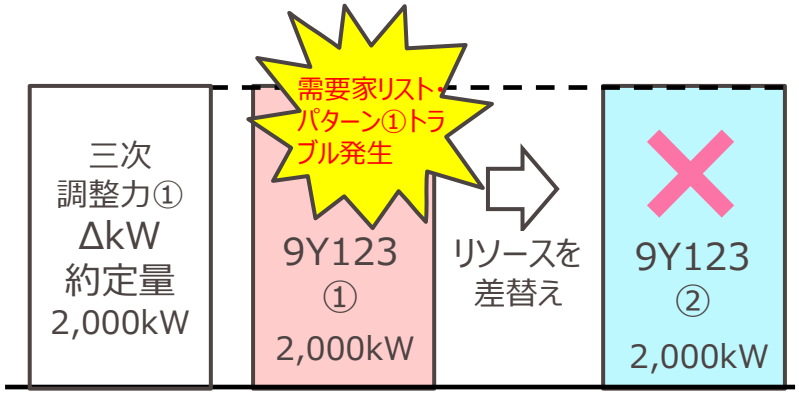
- 提供期間が実需給前日の週間市場商品を差替えるにあたり、以下の期間のいずれかに該当している場合は、リソースの種類（単独発電機、各リスト・パターン）に関わらず、差替えを行うことはできません。

  ○ 三次調整力②の入札受付時間中（12時～14時）

  ○ 三次調整力②の約定処理実施中（14時～15時※1）

※下図は三次調整力①の場合を例示

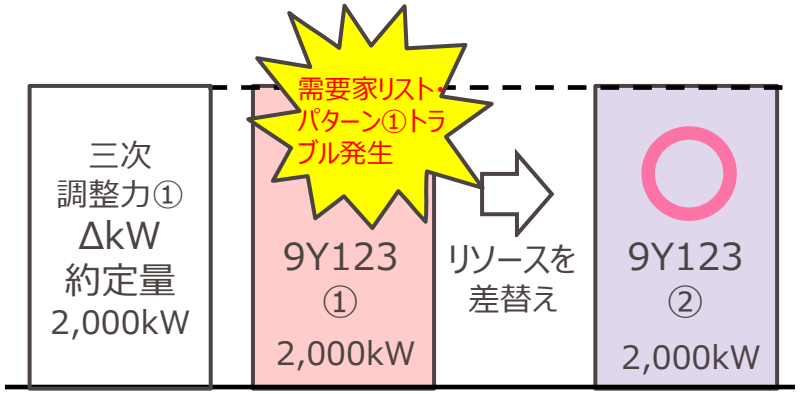
【 差替えを実施できない期間 】



○ 以下のいずれかの期間

- 実需給前日における三次調整力②の入札受付時間中（12時～14時）
- 実需給前日における三次調整力②の約定処理実施中（14時～15時※1）

【 差替えを実施できる期間 】



○ 左記の期間以外※2

※1 15時よりも前に約定処理が完了した場合は、15時を待たずして差替えを行うことが可能となります。

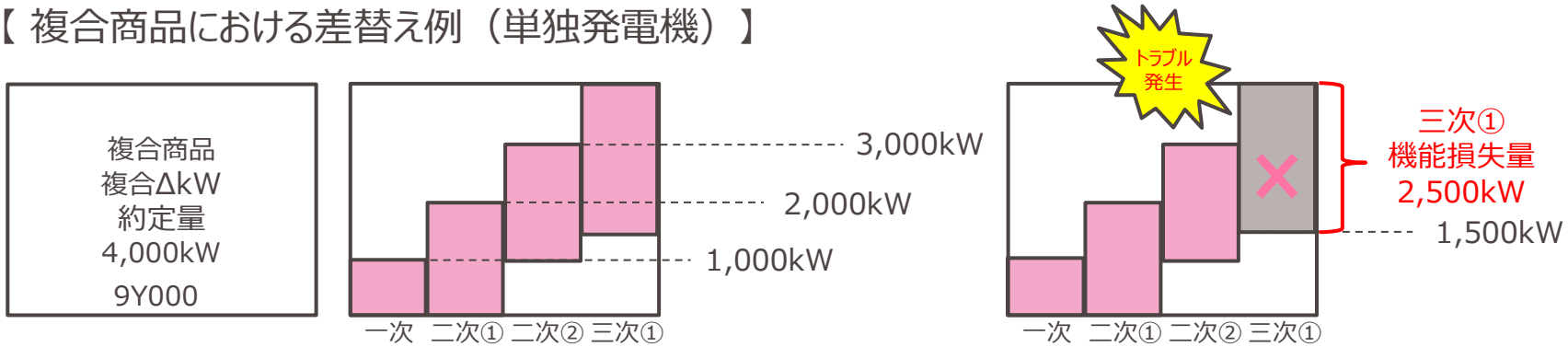
※2 左記の期間以外であっても、提供期間1コマ目のGC以降は差替えを行うことができません。

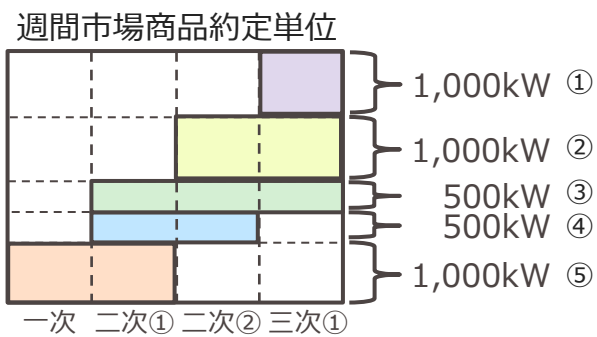
取引規程 第7章 第36条

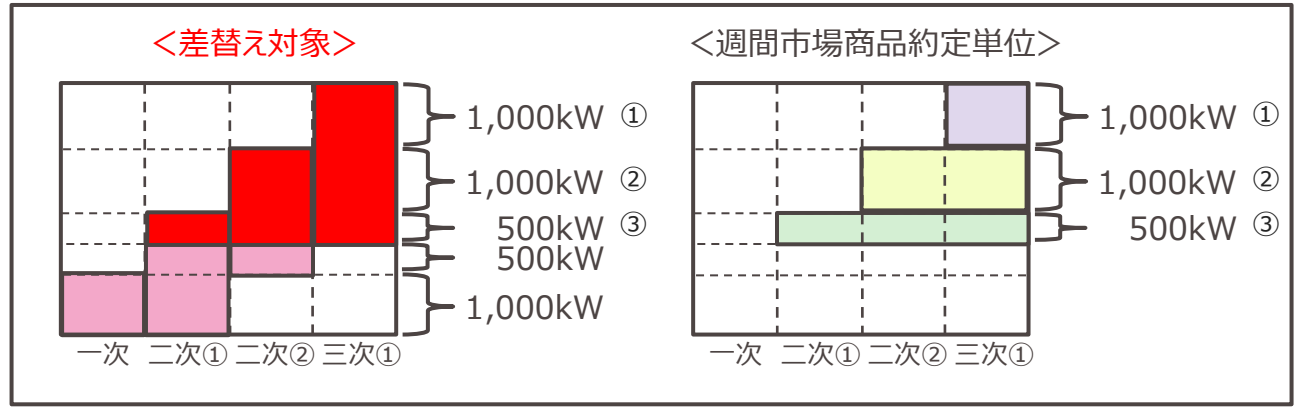
b. 入札後の差替（3/4）

- 複合商品の差替えを行う場合、取引会員は、同一種類の週間市場商品約定単位ごとに差替えを行うこととし、差替えを行う複合約定対象商品ごとのΔkW約定量は、当該週間市場商品約定単位に含まれる全ての複合約定対象商品で同一の値としていただきます。
- 同一種類の週間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週間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）】







※同一種類の週間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。

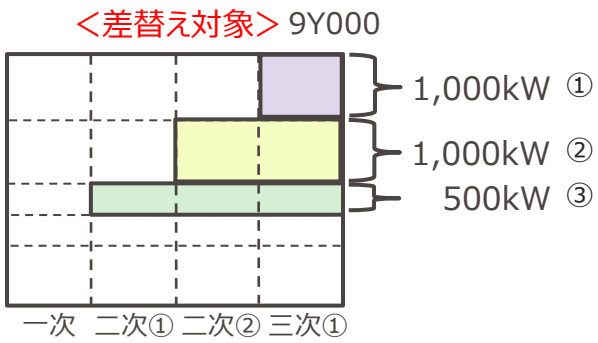
次スライドへ

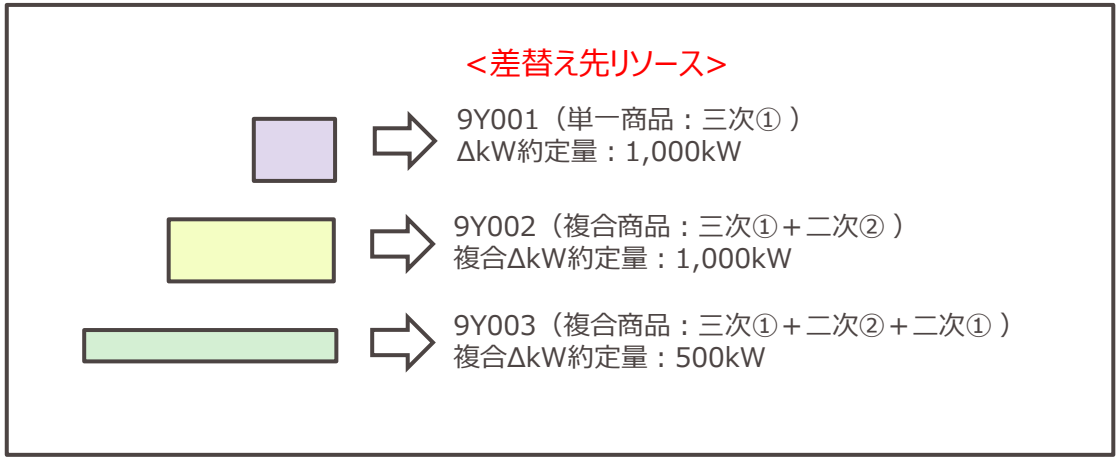
取引規程 第7章 第36条

b. 入札後の差替（4/4）

- 複合商品の差替えを行う場合、取引会員は、同一種類の週間市場商品約定単位ごとに差替えを行うこととし、差替えを行う複合約定対象商品ごとのΔkW約定量は、当該週間市場商品約定単位に含まれる全ての複合約定対象商品で同一の値としていただきます。
- 同一種類の週間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週間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）】





取引規程 第7章 第36条

２－５．約定

a. 約定および通知（1/2）

○約定

- 週間市場商品の場合は実需給日に対応する前週火曜日の15時までに、三次調整力②の場合は実需給前日の15時までに、約定処理を行います。
- ΔkWの調達費用が最小となるよう、以下のとおり約定します。

＜週間市場商品の場合＞

1. ΔkWの入札単価の安いものから約定
2. ΔkW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

ただし、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。

＜三次調整力②の場合＞

1. ΔkWの入札単価の安いものから約定
2. ΔkW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. 連系するエリアが同値の場合、入札時間の早いものから約定

ただし、最小約定希望量、連系線の運用容量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。

取引規程 第6章 第32条、第33条

a. 約定および通知（2/2）

○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、単一商品のみの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。

○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は行います。）
  - ✓ 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ΔｋＷ約定量，ΔｋＷ約定単価ならびに複合約定対象商品ごとのΔｋＷ約定量および無効ΔｋＷ約定量
  - ✓ 商品ブロック
  - ✓ 商品区分
- 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）

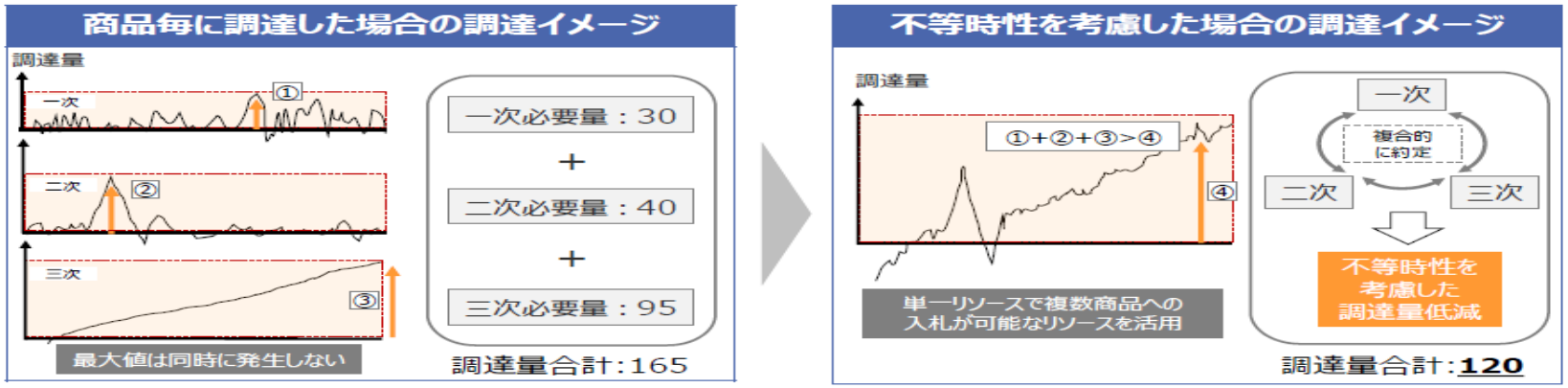
取引規程 第6章 第32条、第33条

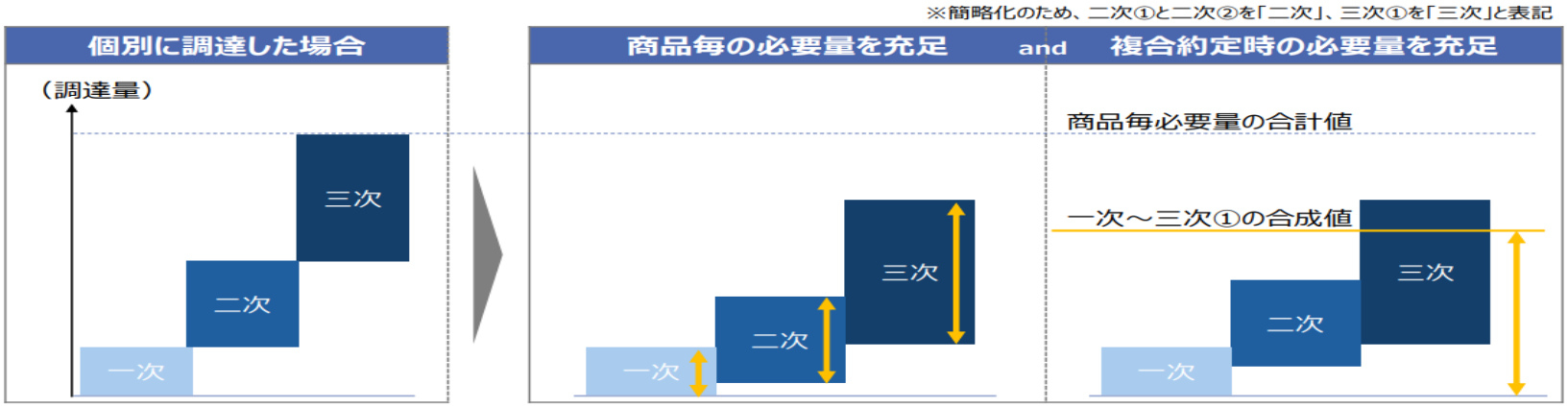
三次② | 三次① | 二次② | 二次① | 一次 | 複合

(参考) 調達量の考え方について

- 週間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、週間市場商品の場合、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】





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

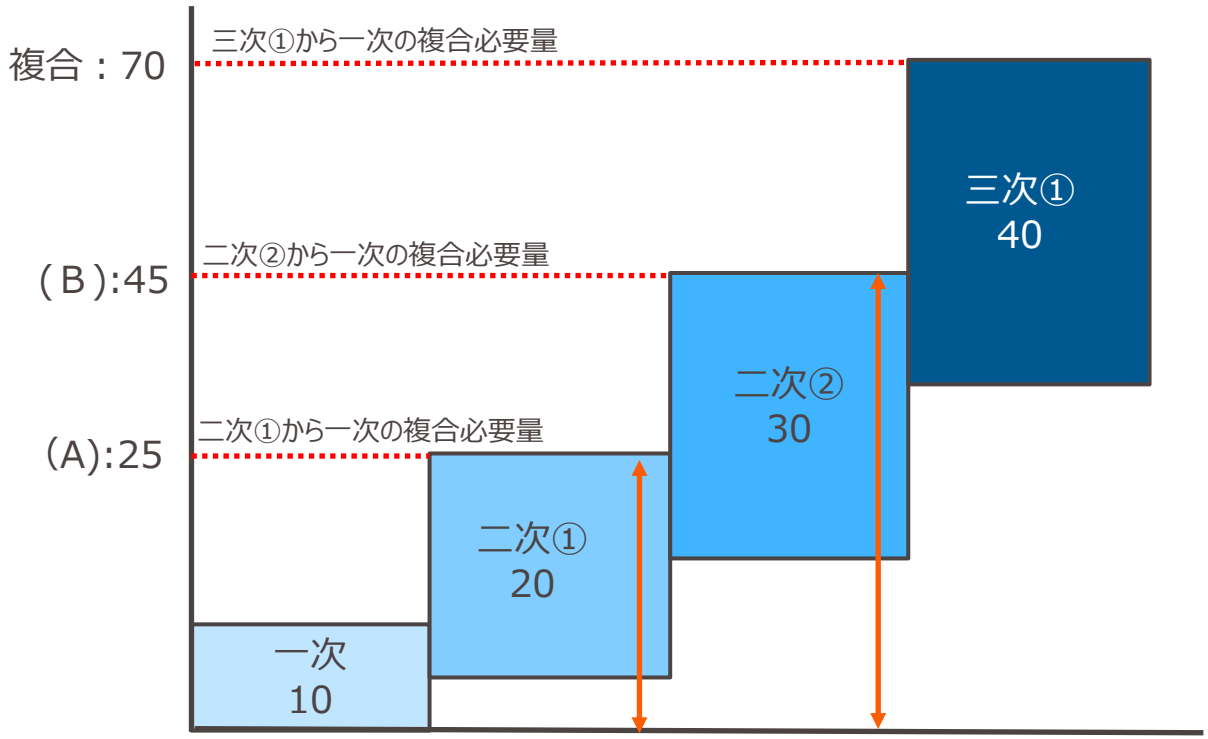
三次②	三次①	二次②	二次①	一次	複合

取引規程 第3章 第24条

（参考）属地TSOが登録する必要量について

● 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



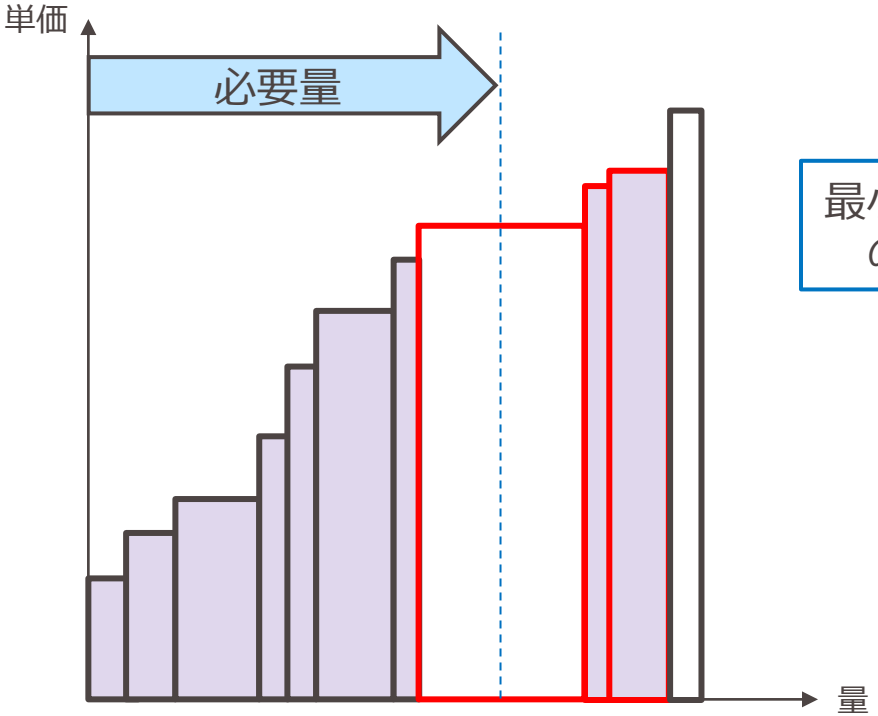
※１三次調整力①から一次調整力の必要量の合成値
※２二次調整力②から一次調整力の必要量の合成値
※３二次調整力①から一次調整力の必要量の合成値

取引規程 第5章 第32条

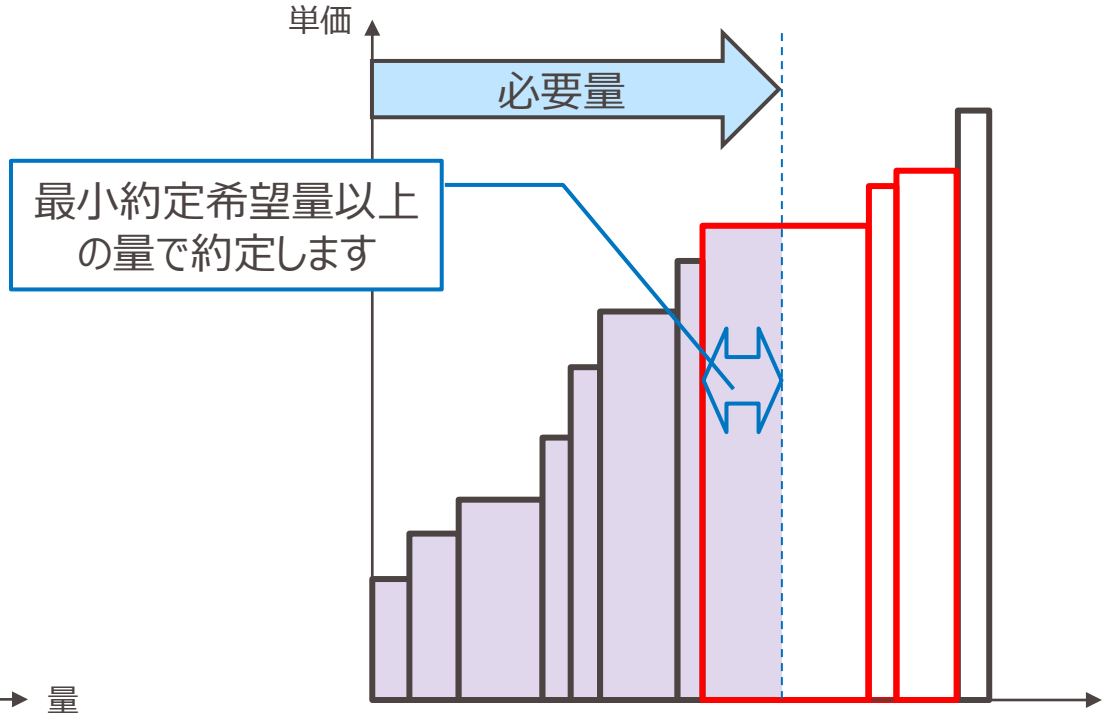
b. 調達費用最小化による約定イメージ

- 最小約定希望量とは、約定可能な最低ΔkW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ΔkW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ΔkW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＞

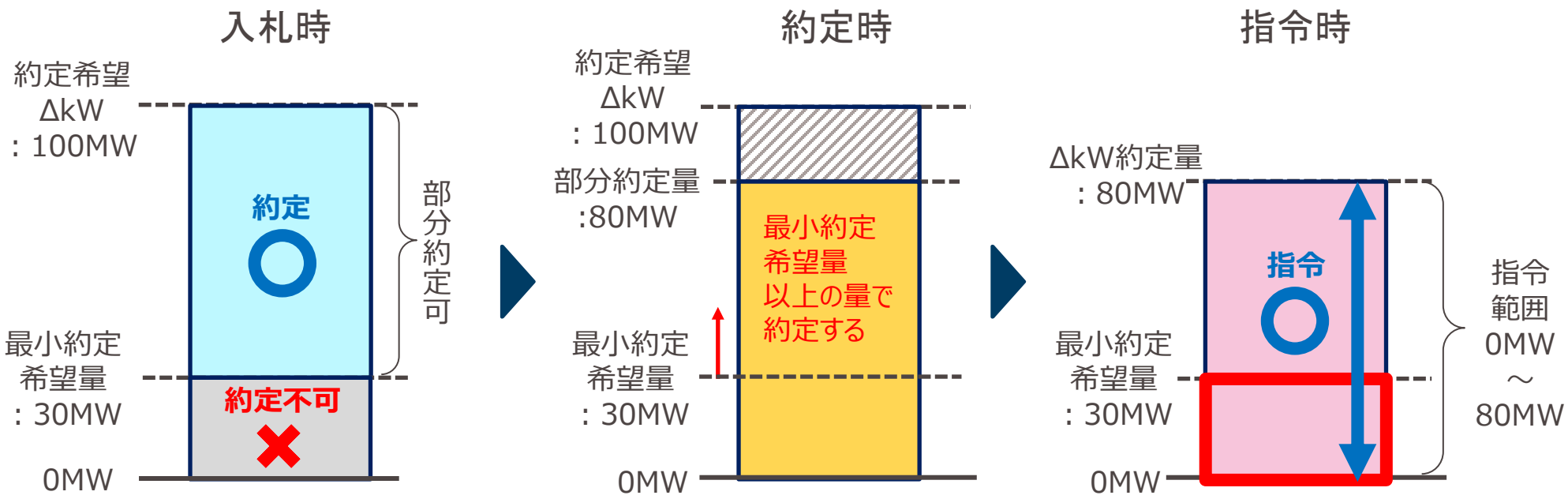


＜部分約定を希望される入札であった場合＞



取引規程 第6章 第32条

例）最小約定希望量30MW、約定希望ΔkW100MW、ΔkW約定量が80ＭＷの場合
提供期間において、**0MW～80MWの範囲で指令**されます。



最小約定希望量：30MW
約定希望ΔkW:100MW
で入札

約定は、30MW以上
100MW以下の範囲、
80MWで部分約定

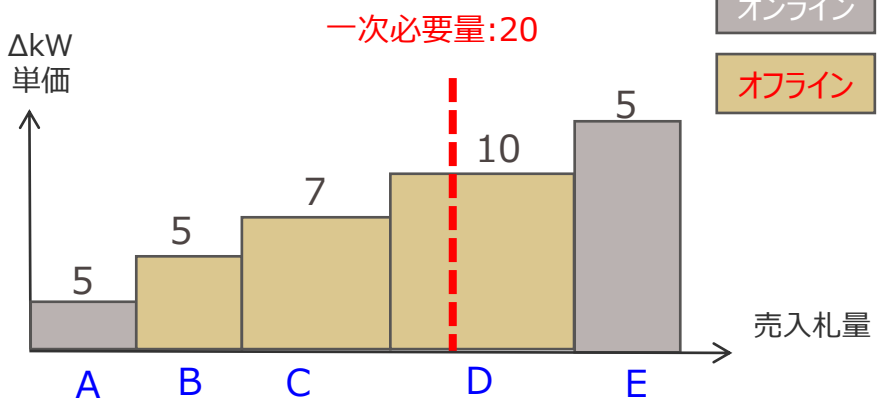
0MW～80MWの範囲で指令されます。
指令範囲は最小約定希望量に
依りません。

取引規程 第5章 第31条

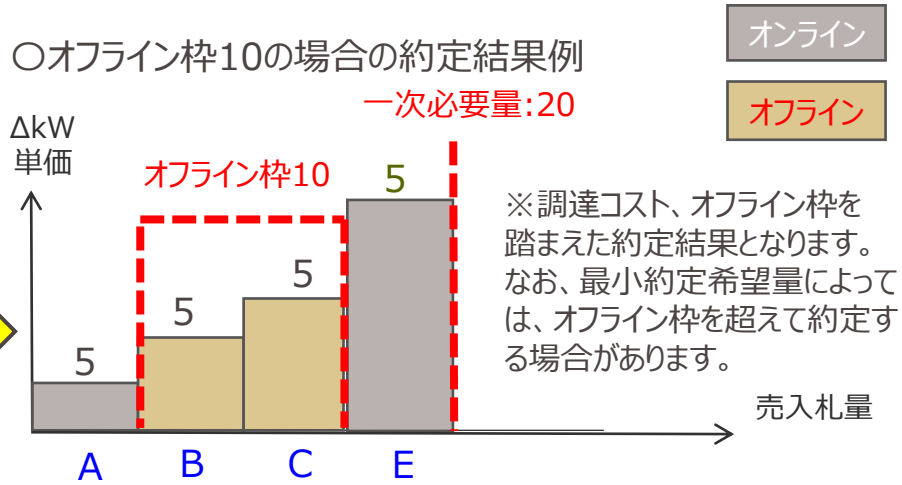
d. 一次調整力のオフライン枠の落札上限制約について

- 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



※調達コスト、オフライン枠を踏まえた約定結果となります。なお、最小約定希望量によっては、オフライン枠を超えて約定する場合があります。

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

取引規程 第6章 第32条

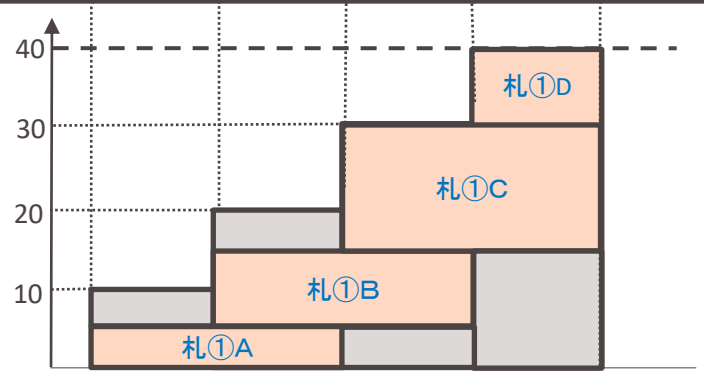
e. 複合約定ロジックについて（１／２）

- 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



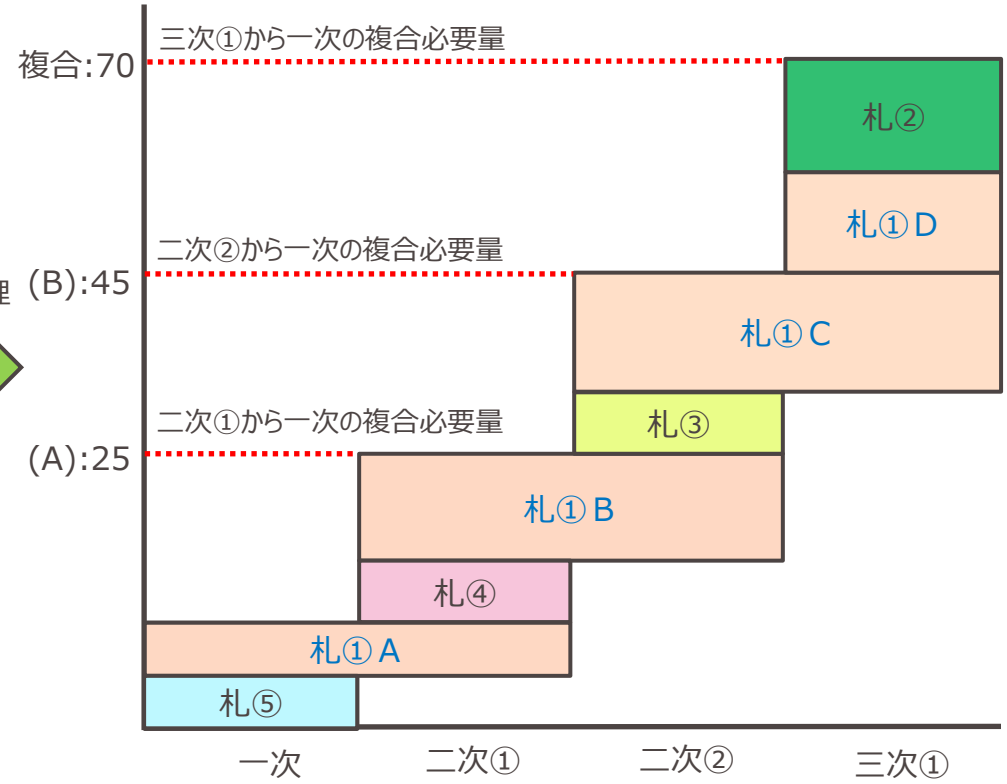
札②～⑤：単一入札

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

三次②	三次①	二次②	二次①	一次	複合

約定処理

【約定結果イメージ】



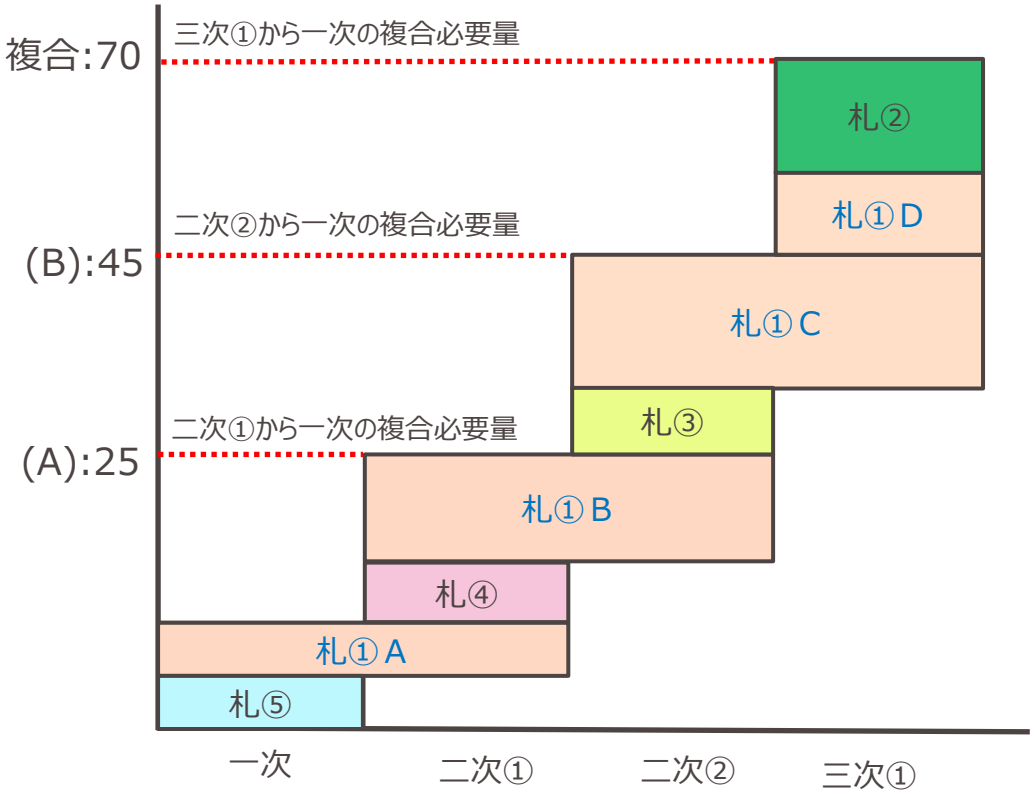
取引規程 第６章 第32条

e. 複合約定ロジックについて（2／2）

● 週間市場商品の複合商品に入札した場合の約定結果は、週間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】週間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。

	一次	二次①	二次②	三次①	複合	
	0	0	0	15	15	札②
	0	0	0	10	10	札①D
	0	0	15	15	15	札①C
	0	0	5	0	5	札③
	0	10	10	0	10	札①B
	0	5	0	0	5	札④
	5	5	0	0	5	札①A
	5	0	0	0	5	札⑤
＜合計＞	10	20	30	40	70	

取引規程 第６章 第32条、第33条

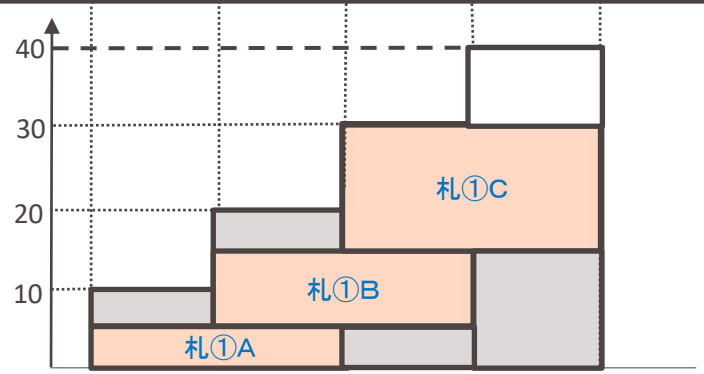
（参考） 複合約定ロジックの約定結果

● 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



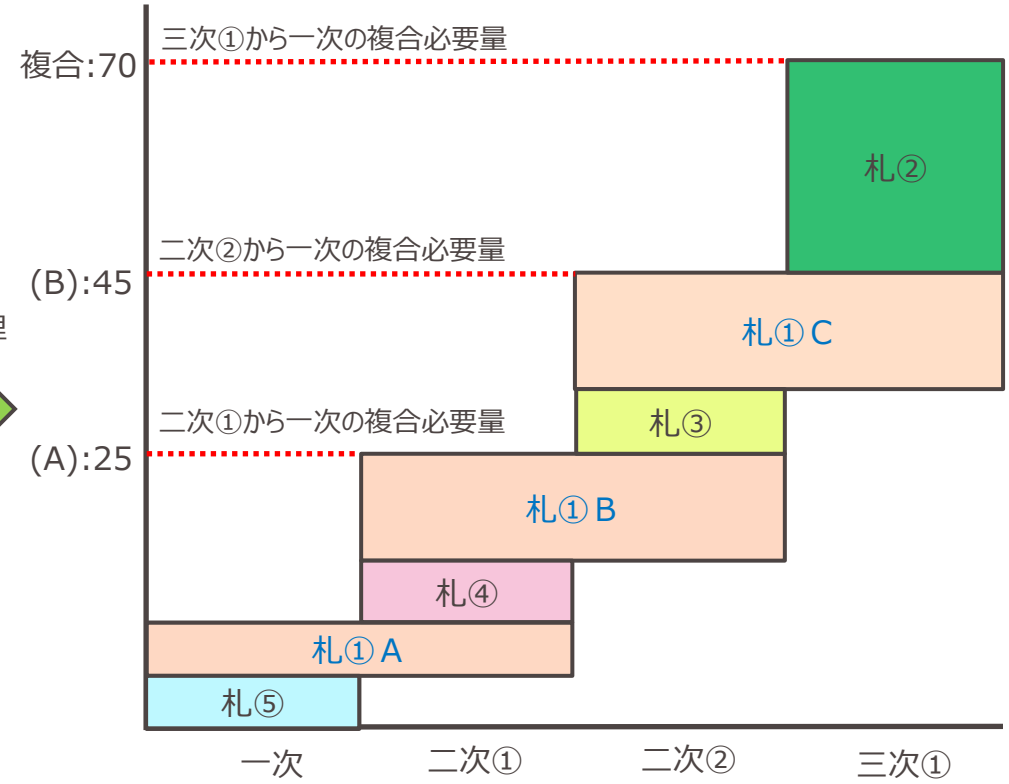
札②～⑤：単一入札

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

三次②	三次①	二次②	二次①	一次	複合

約定処理

【約定結果イメージ】



取引規程 第６章 第32条

２－６．発電販売計画および基準値計画の提出方法（共通）

2-6. 発電販売計画および基準値計画の提出方法（1/5）

- 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、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、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、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、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、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。

取引規程 第6章 第34条

2-6. 発電販売計画および基準値計画の提出方法（2/5）

- 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)複合約定対象商品に一次調整力を含む（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を含む）

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、複合約定対象商品に二次調整力①を含む（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を含む）

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。

取引規程 第6章 第34条

2-6. 発電販売計画および基準値計画の提出方法（3/5）

- 各リスト・パターンを用いる場合は、「属地エリアごと」、「リスト・パターン種別ごと」、「商品区分ごと」、「基準値設定方法ごと」に、原則として１系統コードを取得していただきます。
- 系統コードを取得した各リスト・パターンごとに、それぞれパターン①～パターン⑳の最大20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。

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	登録パターン
取引会員Ａ	エリアＡ	発電機 リスト・パターン	三次調整力②	－	最大20パターン
			三次調整力①	－	最大20パターン
			二次調整力②	－	最大20パターン
			二次調整力①	－	最大20パターン
			一次調整力	－	最大20パターン
		需要家 リスト・パターン	三次調整力②	－	最大20パターン
			三次調整力①	事前予測型	最大20パターン
				直前計測型	最大20パターン
			二次調整力②	事前予測型	最大20パターン
				直前計測型	最大20パターン
			二次調整力①	事前予測型	最大20パターン
				直前計測型	最大20パターン
			一次調整力	事前予測型	最大20パターン
				直前計測型	最大20パターン
		ネガポジリスト・パターン	需要家リスト・パターンと同じ※		
	エリアＢ	⋮			
取引会員Ｂ	エリアＡ	⋮			

※　ネガポジ型リソースの供出可能量が1,000kW以上の場合は、当該地点のみで系統コードを取得し、１パターンのみ登録可能。

三次②	三次①	二次②	二次①	一次	複合

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）

- 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・パターンの間で、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
9Y123	①	A、B、C、D
9Y123	②	C、D
9Y123	③	A
9Y123	④	B
9Y123	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
9Y999	①	E、F、G、H、I、J
9Y999	②	E、F、G、H
9Y999	③	A、B、E、F
9Y999	④	C、E、F、G
9Y999	⑤	C、H、I、J
9Y999	⑥	H、I、J

・9Y999の各リスト・パターン③は、9Y123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。
・9Y999の各リスト・パターン④、⑤は、9Y123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。

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（5/5）

新規

- 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、基準値計画が提出されなかったものとします。

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				●

取引規程 第5章 第19条

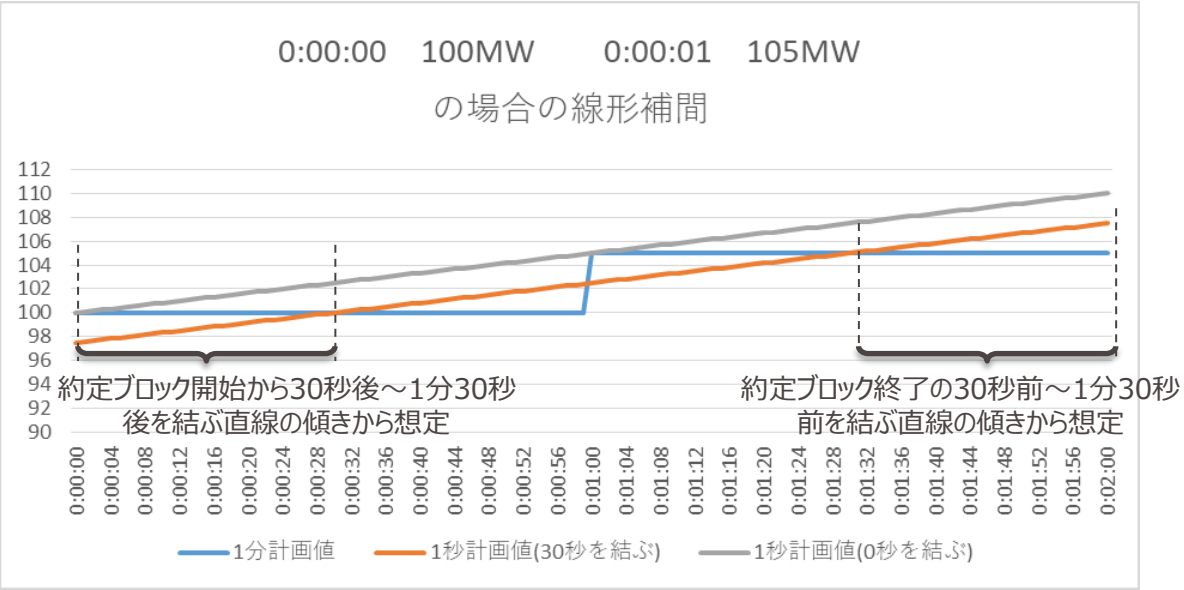
(参考)線形補間の実施方法

● 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
～	～	～



取引規程 第2章 第13条

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

a. 概要（1/3）

- 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。

	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	基準値計画	同左	同左
発電機リスト・パターンで約定した場合	発電販売計画	同左	同左
ネガポジリスト・パターンで約定した場合	（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） 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） 発電販売計画および基準値計画	同左	同左

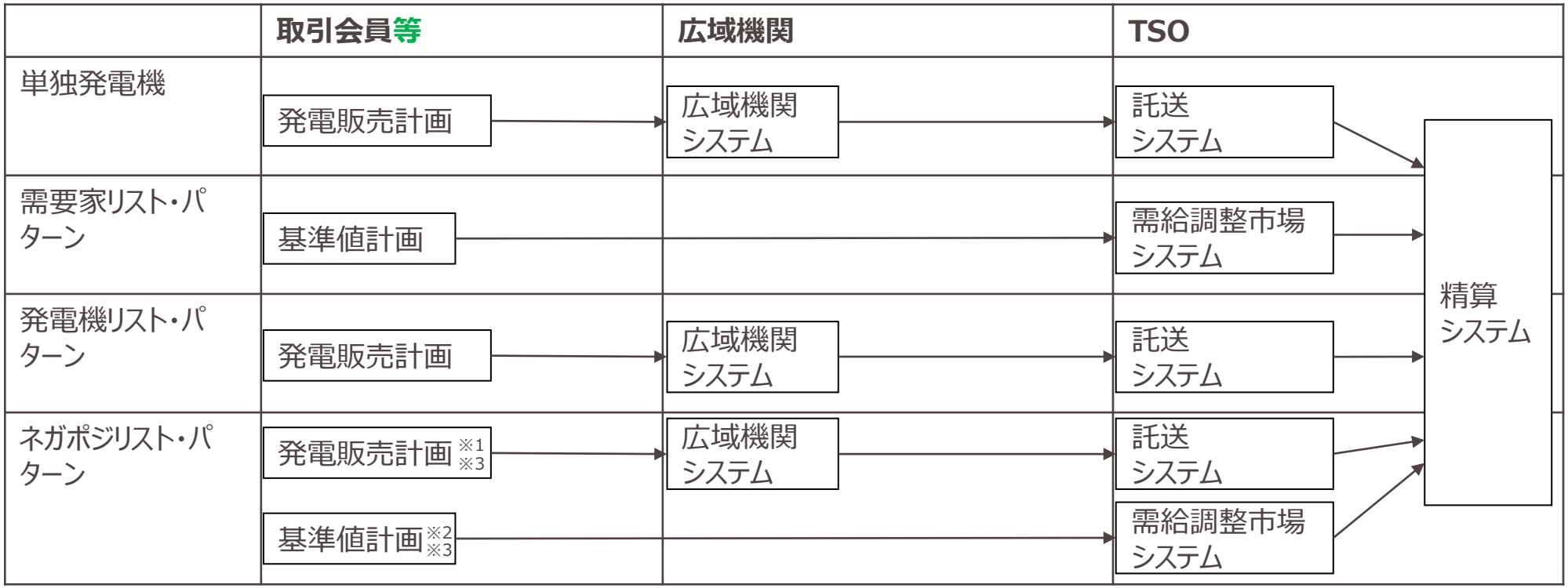
取引規程 第6章 第34条

a. 概要（2/3）

修正

- 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、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。

【単独発電機および各リスト・パターンの計画提出フロー】



※１　発電リソースを用いる場合に限ります。
※２　需要リソースを用いる場合に限ります。
※３　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。

取引規程 第6章 第34条

a. 概要（3/3）

- 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。

【約定時間帯と発電販売計画および基準値計画提出対象期間】 :約定期間 :発電販売計画および基準値計画提出対象期間

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	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		

取引規程 第6章 第34条

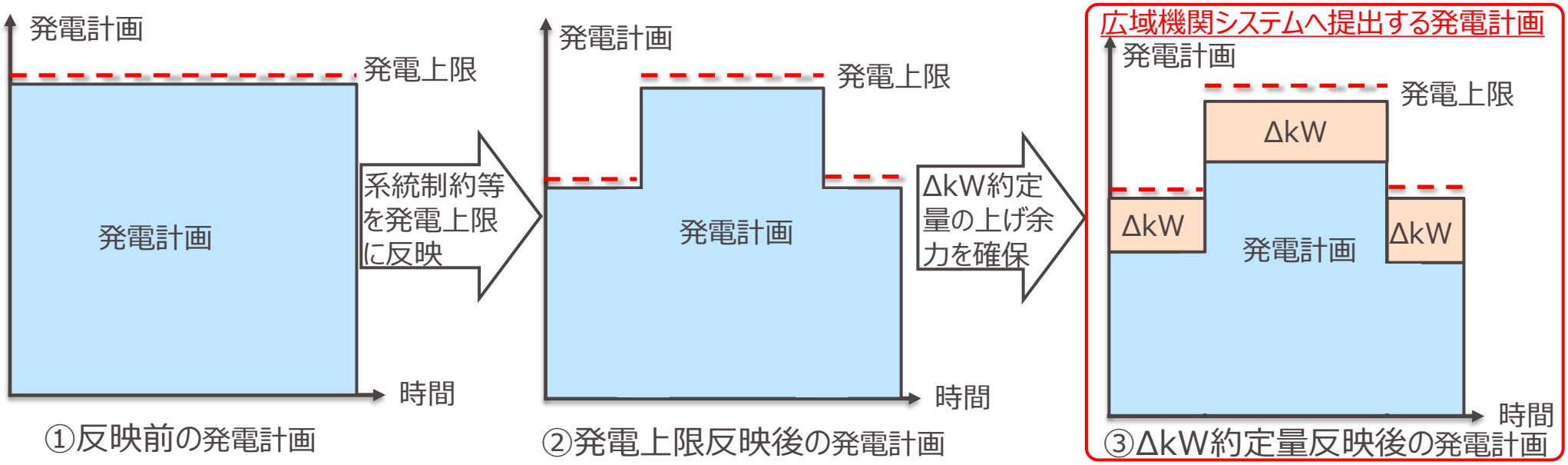
b. 発電販売計画

- 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ます）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。

＜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。



①反映前の発電計画　②発電上限反映後の発電計画　③ΔkW約定量反映後の発電計画

取引規程 第6章 第34条

c. 基準値計画(1/3)

- 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ます）で約定した場合は、約定した商品ブロックの開始1時間前と、約定対象時間帯の基準値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、基準値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。

【約定ブロックと基準値計画の提出期限例】

4月3日	～～	9:00～12:00	12:00～15:00	15:00～18:00	18:00～21:00	～～
約定有無	～～	無	有	有	無	～～
基準値計画提出要否		不要	必要(提出ファイル：基準値①)	必要(提出ファイル：基準値②)	不要	

基準値①の提出期限(4月3日11時)　基準値②の提出期限(4月3日14時)　→ 時間

対象時刻	14:00	14:30	15:00	15:30	16:00	16:30	17:00	17:30
基準値②	160	160	180	180	170	160	160	160

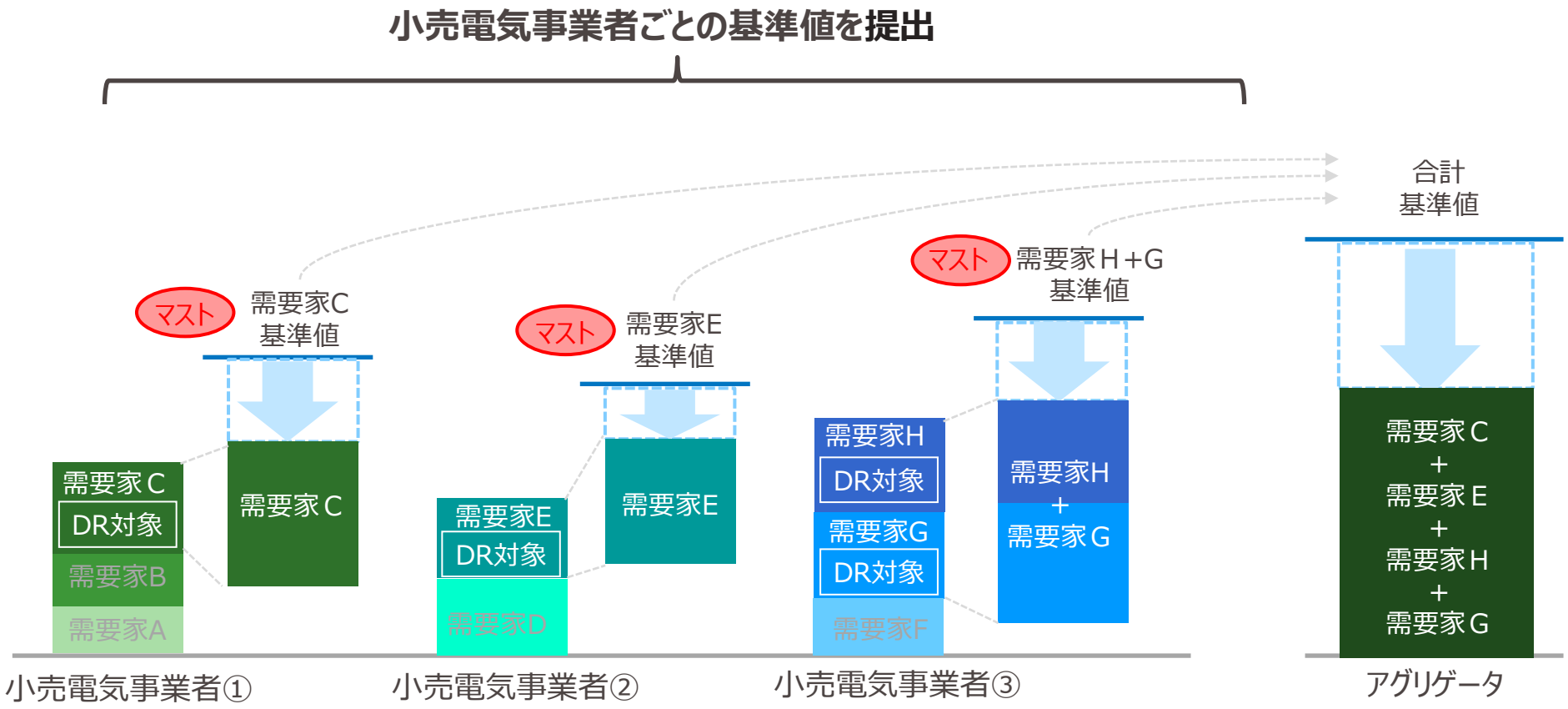
対象時刻	11:00	11:30	12:00	12:30	13:00	13:30	14:00	14:30
基準値①	190	180	180	180	170	160	160	160

※14:00～15:00のコマについて、基準値計画①と基準値計画②で不整合が生じている場合は、先に提出された基準値計画①の値を優先いたします。

取引規程 第6章 第34条

c. 基準値計画(2/3)

- 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す）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いただきます。



取引規程 第6章 第34条

c. 基準値計画(3/3)

- 需給調整市場システムに登録する基準値計画は、需給調整市場三次調整力②基準値計画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。

【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

: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)

事前予測型基準値計画入力支援ツール

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ＰＧ	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

対象ブロック	対象30分コマ番号	時間帯	基準値合計(kWh)▲	基準値(kWh)	基準値(kWh)	基準値(kWh)	基準値(kWh)
ブロック①	47	23:00～23:30					
	48	23:30～24:00					
	01	00:00～00:30					
	02	00:30～01:00					
	03	01:00～01:30					
	04	01:30～02:00					
	05	02:00～02:30	8,900	1,500	2,100	3,000	2,300
	06	02:30～03:00	8,600	1,500	2,100	3,000	2,000
ブロック②	07	03:00～03:30	8,400	1,500	2,000	3,000	1,900
	08	03:30～04:00	8,300	1,500	2,000	3,000	1,800
	09	04:00～04:30	8,300	1,500	2,000	3,000	1,800
	10	04:30～05:00	8,700	1,500	2,000	3,500	1,700
	11	05:00～05:30	9,400	1,500	2,100	4,000	1,800
	12	05:30～06:00	10,200	1,500	2,100	4,500	2,100
ブロック③	13	06:00～06:30					
	14	06:30～07:00					
	15	07:00～07:30					
	16	07:30～08:00					
	17	08:00～08:30					

三次② 三次① 二次② 二次① 一次 複合

“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

d.各リスト・パターン(1/3)

- 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パターン 1ファイル

需要家	パターン①
A	○
B	○
C	○
D	○
E	○

1パターン 1ファイル

需要家	パターン②
A	○
B	○
E	○

1パターン 1ファイル

需要家	パターン③
A	○
B	○
D	○

1パターン 1ファイル

需要家	パターン④
A	○
C	○

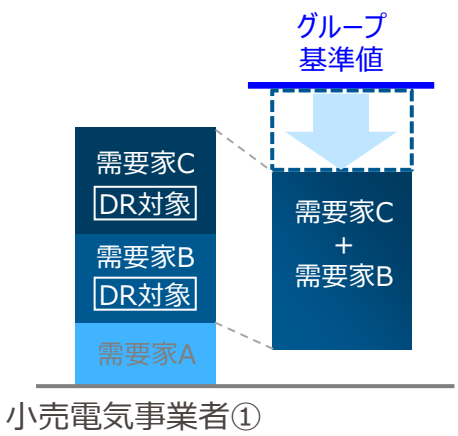
1パターン 1ファイル

需要家	パターン⑤
A	○
E	○

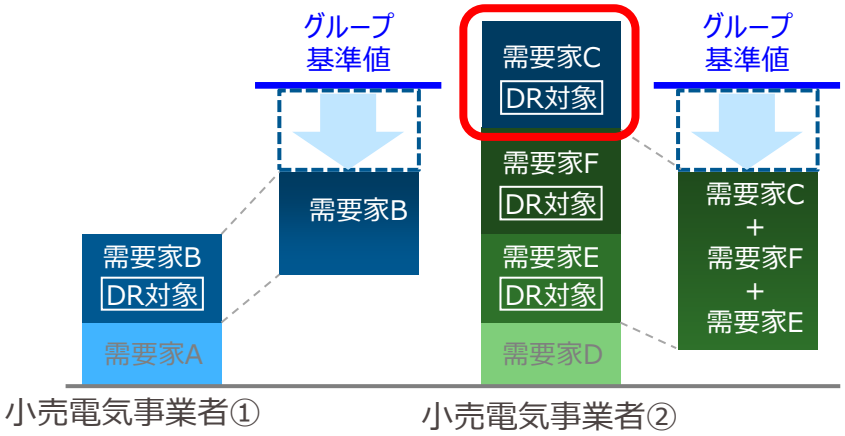
取引規程 第6章 第34条

d.各リスト・パターン(2/3)

- 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361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。



需要家Cのスイッチング前



需要家Cのスイッチング後、小売電気事業者①⇒②

取引規程第2章 第19条、第10章 第43条

d.各リスト・パターン(3/3)

- 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ＴＳＯが認めた場合に限ります）

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
９Ｙ１１１	①	A、B
９Ｙ１１１	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
９Ｙ２３４	①	E、F
９Ｙ２３４	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
９Ｙ９９９	①	I、J
９Ｙ９９９	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

取引規程 第2章 第19条

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

a. 概要（1/4）

- 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。

		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　＋　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	基準値計画	１分基準値電力計画（事前予測型）	基準値計画
	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
発電機リスト・パターンで約定した場合		発電販売計画	１分発電計画電力計画	発電販売計画
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	（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） 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） 発電販売計画および基準値計画	（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） 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） 発電販売計画および基準値計画
	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。

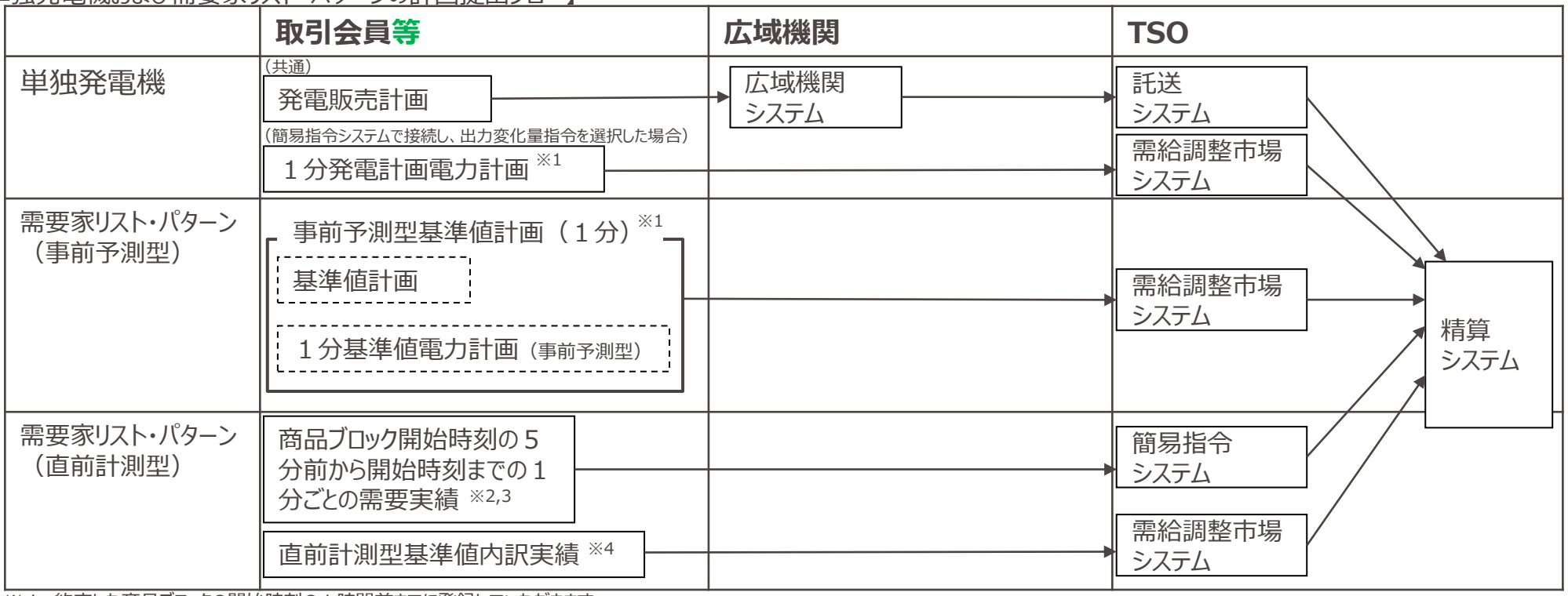
取引規程 第6章 第34条

a. 概要（2/4）単独発電機 需要家リスト・パターン

修正

- 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、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。
- 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】



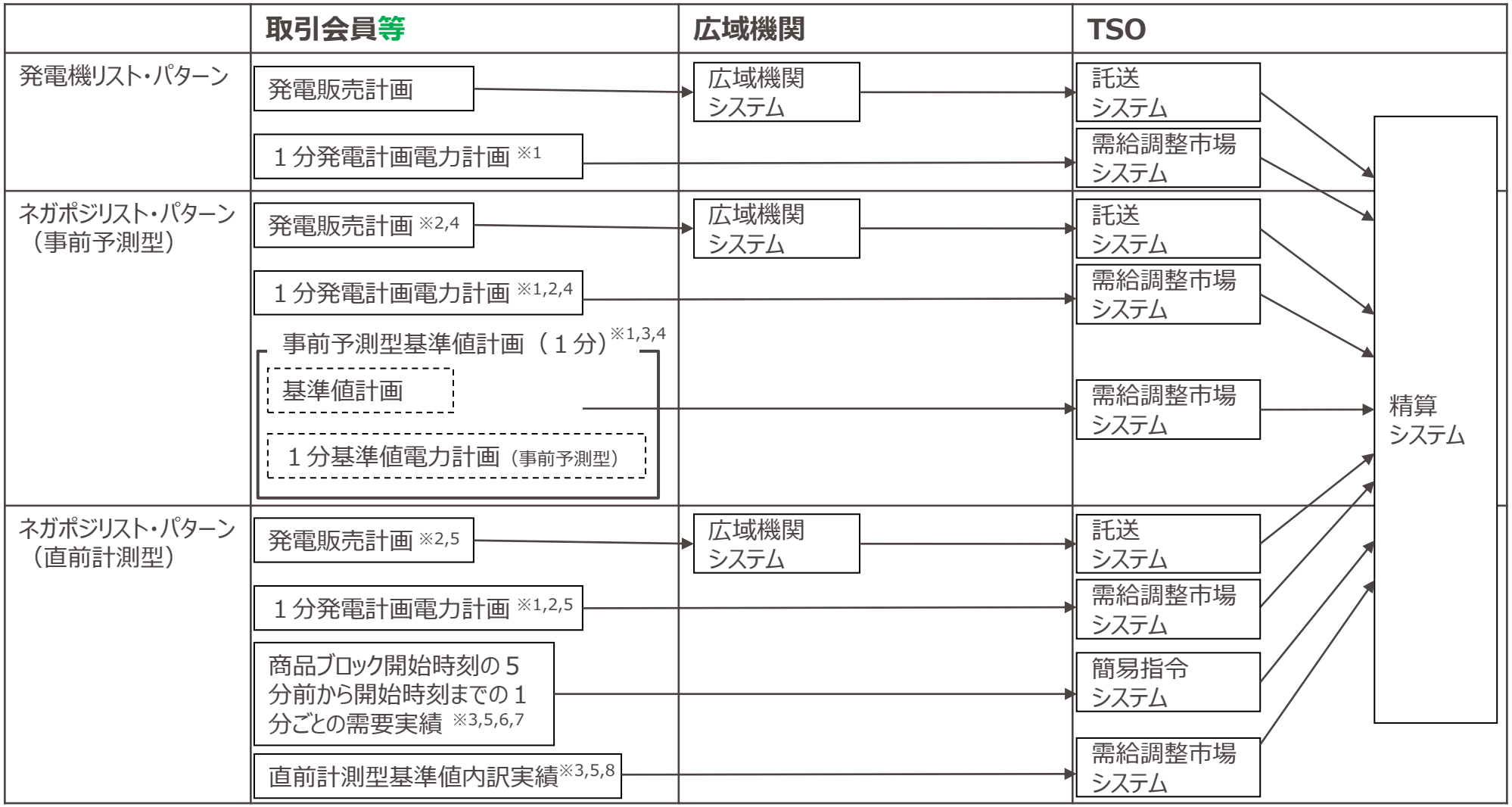
※１　約定した商品ブロックの開始時刻の１時間前までに登録していただきます。
※２　専用線オンラインで接続する場合は、属地TSOと調整した送信周期ごとの需要実績を、当該時間の終了時刻から１秒から５秒程度以内に専用線オンラインを通じて属地TSOへ送信していただきます。
※３　簡易指令システムで接続する場合は、１分ごとの需要実績を当該コマの次の30分コマの終了時刻までに送信していただきます。
※４　約定した商品ブロック開始後から翌月10日までに登録していただきます。

取引規程 第6章 第34条

a. 概要（3/4）発電機リスト・パターンおよびネガポジリスト・パターン

修正

【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ます。　※３　需要リソースを用いる場合に限ります。
※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。
※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。

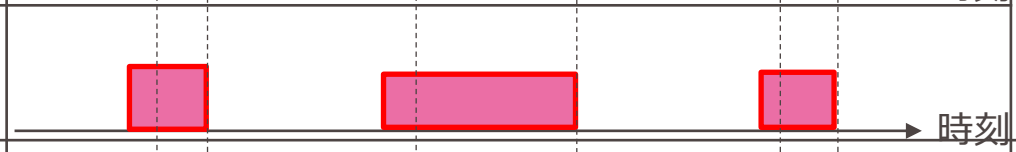
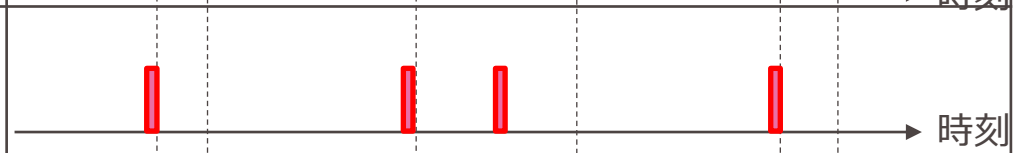
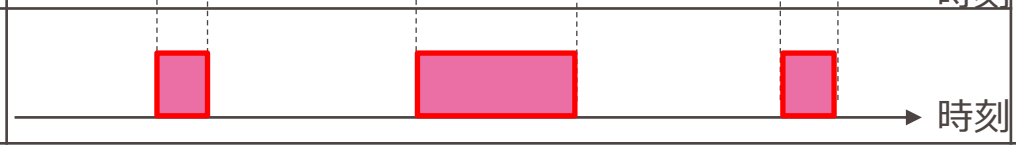
取引規程 第6章 第34条

a. 概要（4/4）

● 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	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		
事前予測型基準値計画（１分）	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		
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分発電計画電力計画 ・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

取引規程 第6章 第34条

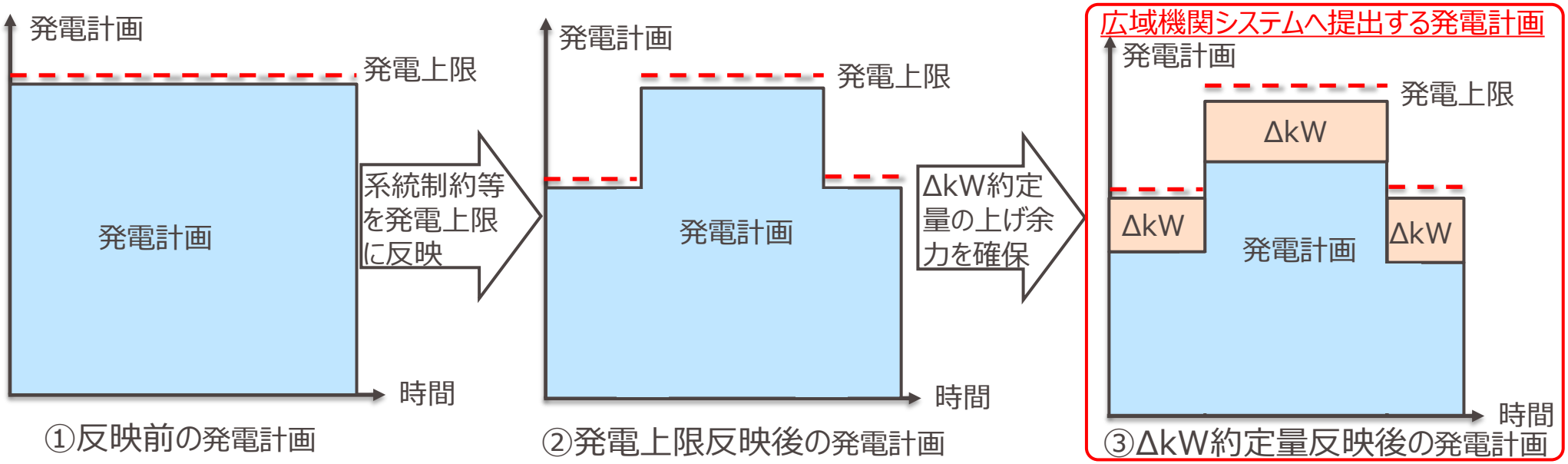
b. 発電販売計画等（1/3）

- 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ます）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。

＜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。



①反映前の発電計画　②発電上限反映後の発電計画　③ΔkW約定量反映後の発電計画

取引規程 第6章 第34条

b. 発電販売計画等（2/3）

- 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す）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。

【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	～～	9:00～12:00	12:00～15:00	15:00～18:00	～～
約定有無	～～	無	有	無	～～
計画提出要否		不要	必要(提出ファイル：１分発電計画電力計画)	不要	

提出期限(4月23日11時)

時間

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

※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。

取引規程 第6章 第34条

b. 発電販売計画等（3/3）

- 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（商品ブロックの開始時刻の１時間前までに１分発電計画電力計画の登録が間に合わなかった場合は、再登録はできないものとします）。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	～～	9:00～12:00	12:00～15:00	15:00～18:00	～～
約定有無	～～	無	有	無	～～
計画提出要否		不要	必要(提出ファイル：１分発電計画電力計画)	不要	

登録時提出期限(4月23日11時)

時間

登録時

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	170	160	160	160

（13:00以降の計画を変えたい）

再登録時提出期限(4月23日12時)

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

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

※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

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(1/7)

- 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ます）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。

【約定ブロックと基準値計画の提出期限例】

4月3日	～～	9:00～12:00	12:00～15:00	15:00～18:00	18:00～21:00	～～
約定有無	～～	無	有	有	無	～～
計画提出要否		不要	必要(提出ファイル：事前予測型基準値計画①)	必要(提出ファイル：事前予測型基準値計画②)	不要	

事前予測型基準値計画①の提出期限(4月3日11時)

事前予測型基準値計画②の提出期限(4月3日14時)

時間

対象時刻	14:00	14:30	15:00	15:30	16:00	16:30	17:00	17:30
事前予測型基準値計画②	160	160	180	180	170	160	160	160

対象時刻	11:00	11:30	12:00	12:30	13:00	13:30	14:00	14:30
事前予測型基準値計画①	190	180	180	180	170	160	160	160

※14:00～15:00のコマについて、事前予測型基準値計画①と事前予測型基準値計画②で不整合が生じている場合は、先に提出された事前予測型基準値計画①の値を優先いたします。

※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。

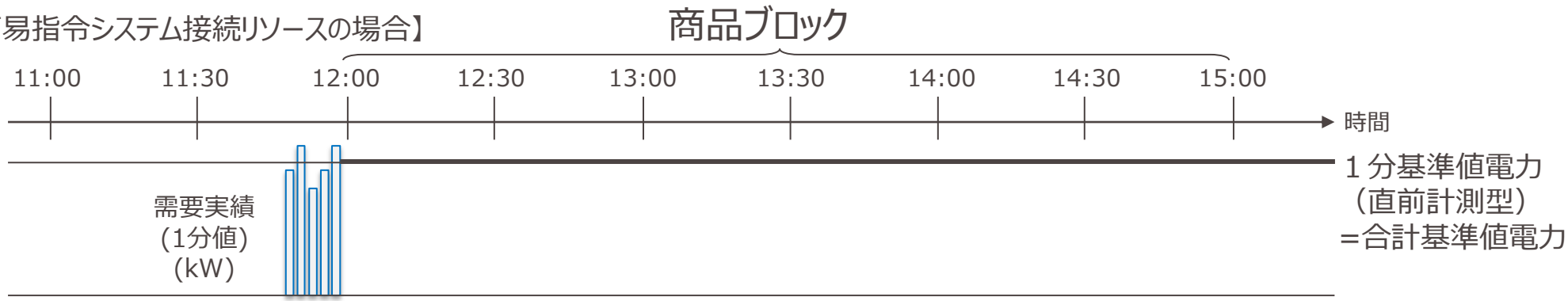
取引規程 第6章 第34条

c. 基準値計画等(2/7)

- 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ます）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

取引規程 第6章 第34条

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)

- 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ます）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週間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、商品を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週間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＞　週間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 0:00-3:00	ブロック② 3:00-6:00	ブロック③ 6:00-9:00	ブロック④ 9:00-12:00	ブロック⑤ 12:00-15:00
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 (2:55-3:00)	要 (5:55-6:00)	要 (8:55-9:00)	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＞　週間市場商品と三次調整力②の商品区分を跨いで連続約定

週間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 0:00-3:00	ブロック② 3:00-6:00	ブロック③ 6:00-9:00	ブロック④ 9:00-12:00	ブロック⑤ 12:00-15:00
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 (5:55-6:00)	要 (8:55-9:00)	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

週間市場商品と三次調整力②で連続して約定している場合、週間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。

取引規程 第6章 第34条

c. 基準値計画等(4/7)

- 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ます）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※いただきます。

  ※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。

- 小売電気事業者ごとの基準値は、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の基準値を修正（比率按分）します。

取引規程 第6章 第34条

c. 基準値計画等(5/7)

- 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】

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

対象時刻	12:30
修正後基準値(小売電気事業者A)	400×1000÷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)	200×1000÷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)	300×1000÷900　＝333.33 ⇒（小数第１位四捨五入）333
合計	444+222+333=999≠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

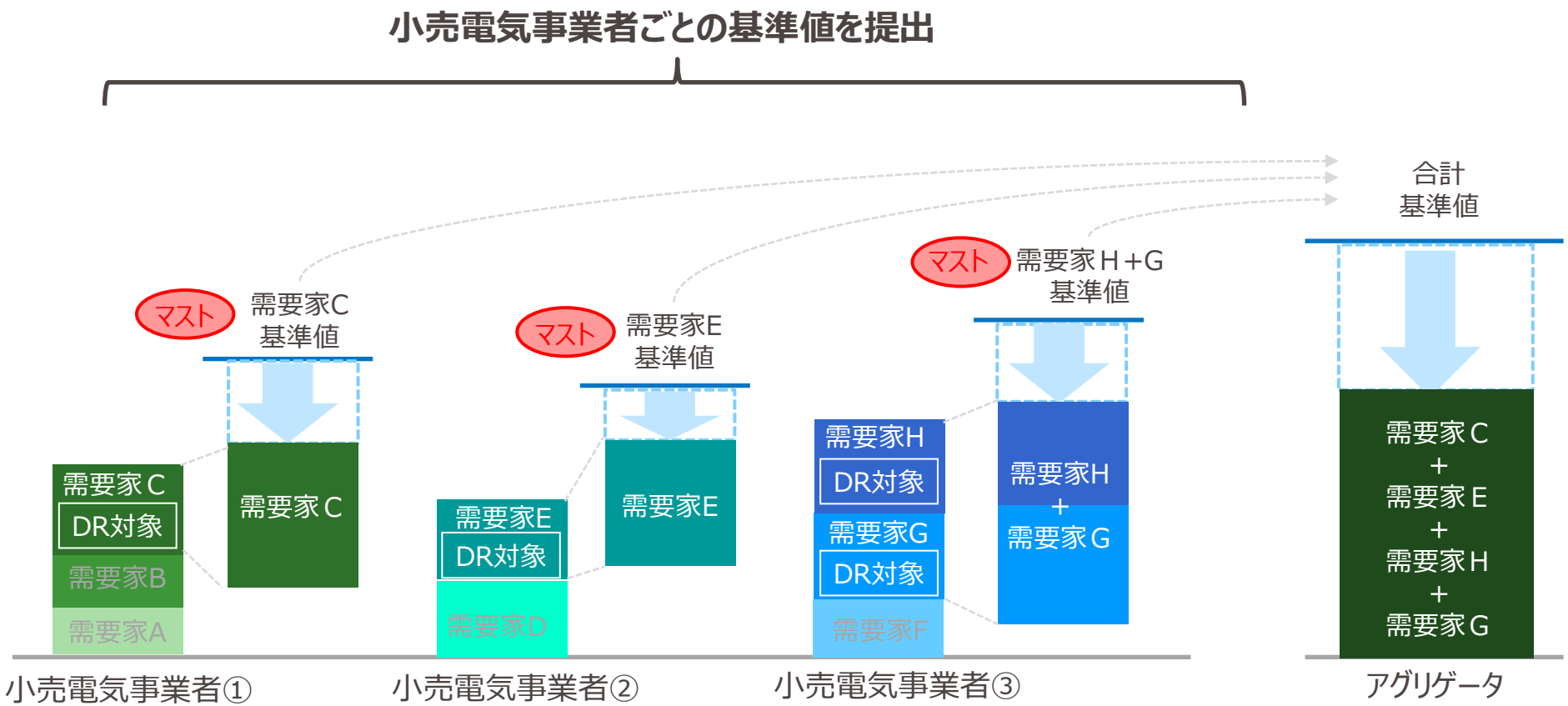
対象時刻	12:30
基準値(小売電気事業者A)	1000-222-333 ＝445
基準値(小売電気事業者B)	222
基準値(小売電気事業者C)	333
合計	1000

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。

取引規程 第6章 第34条

c. 基準値計画等(6/7)

- 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す）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いただきます。



取引規程 第6章 第34条

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(7/7)

- 需給調整市場システムに登録する基準値計画等は、需給調整市場週間市場商品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(週間市場商品の場合)】

※画面は今後変更となる可能性があります

: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)

事前予測型基準値計画入力支援ツール

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	週間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ＰＧ	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＝∑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

対象ブロック	対象30分コマ番号	時間帯	基準値合計(kWh)▲	基準値(kWh)	基準値(kWh)	基準値(kWh)	基準値(kWh)
ブロック①	47	23:00～23:30					
	48	23:30～24:00					
	01	00:00～00:30					
	02	00:30～01:00					
	03	01:00～01:30					
	04	01:30～02:00					
	05	02:00～02:30	8,900	1,500	2,100	3,000	2,300
	06	02:30～03:00	8,600	1,500	2,100	3,000	2,000
ブロック②	07	03:00～03:30	8,400	1,500	2,000	3,000	1,900
	08	03:30～04:00	8,300	1,500	2,000	3,000	1,800
	09	04:00～04:30	8,300	1,500	2,000	3,000	1,800
	10	04:30～05:00	8,700	1,500	2,000	3,500	1,700
	11	05:00～05:30	9,400	1,500	2,100	4,000	1,800
	12	05:30～06:00	10,200	1,500	2,100	4,500	2,100
ブロック③	13	06:00～06:30					
	14	06:30～07:00					
	15	07:00～07:30					
	16	07:30～08:00					
	17	08:00～08:30					

三次② 三次① 二次② 二次① 一次 合

“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

d. 各リスト・パターン(1/3)

- 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パターン１ファイル

需要家	パターン①
A	○
B	○
C	○
D	○
E	○

１パターン１ファイル

需要家	パターン②
A	○
B	○
E	○

１パターン１ファイル

需要家	パターン③
A	○
B	○
D	○

１パターン１ファイル

需要家	パターン④
A	○
C	○

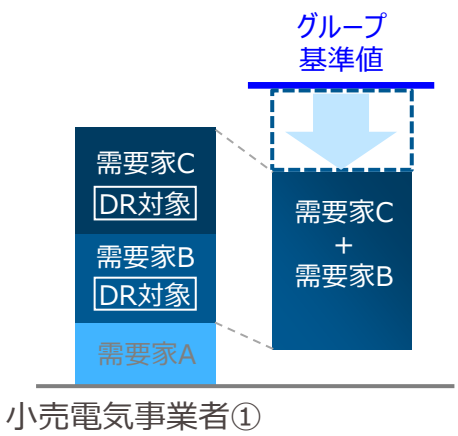
１パターン１ファイル

需要家	パターン⑤
A	○
E	○

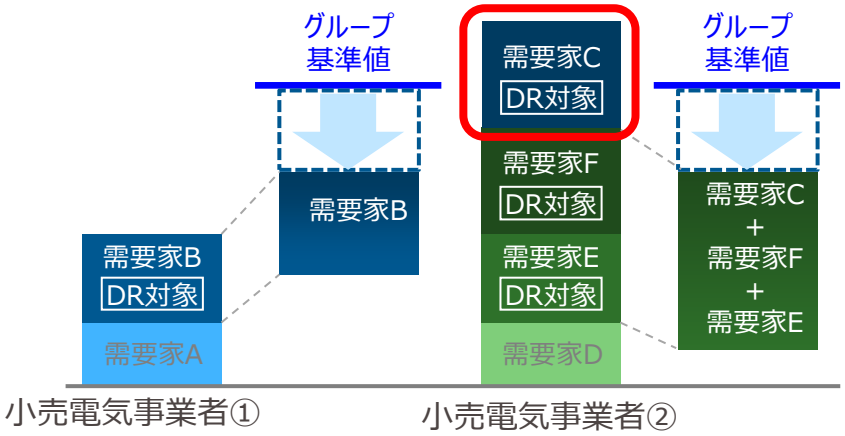
取引規程 第6章 第34条

d. 各リスト・パターン(2/3)

- 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361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。



需要家Cのスイッチング前



需要家Cのスイッチング後、小売電気事業者①⇒②

取引規程第2章 第19条、第10章 第43条

d. 各リスト・パターン(3/3)

- 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ＴＳＯが認めた場合に限ります）

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
９Ｙ１１１	①	A、B
９Ｙ１１１	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
９Ｙ２３４	①	E、F
９Ｙ２３４	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
９Ｙ９９９	①	I、J
９Ｙ９９９	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

取引規程 第2章 第19条

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

a. 概要（1/4）

- 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。

		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　＋　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	基準値計画	１分基準値電力計画（事前予測型）	基準値計画
	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
発電機リスト・パターンで約定した場合		発電販売計画	１分発電計画電力計画	発電販売計画
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	（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） 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） 発電販売計画および基準値計画	（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） 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） 発電販売計画および基準値計画
	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。

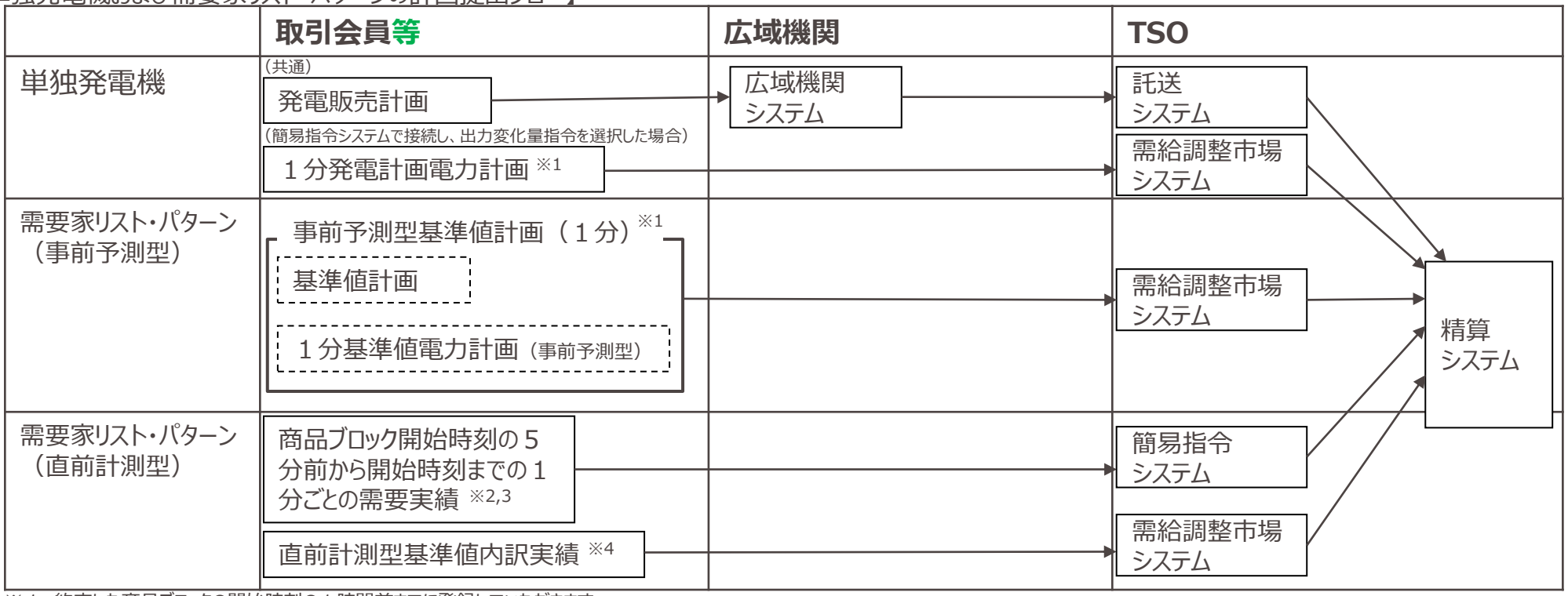
取引規程 第6章 第34条

a. 概要（2/4）単独発電機・需要家リスト・パターン

修正

- 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、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。
- 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】



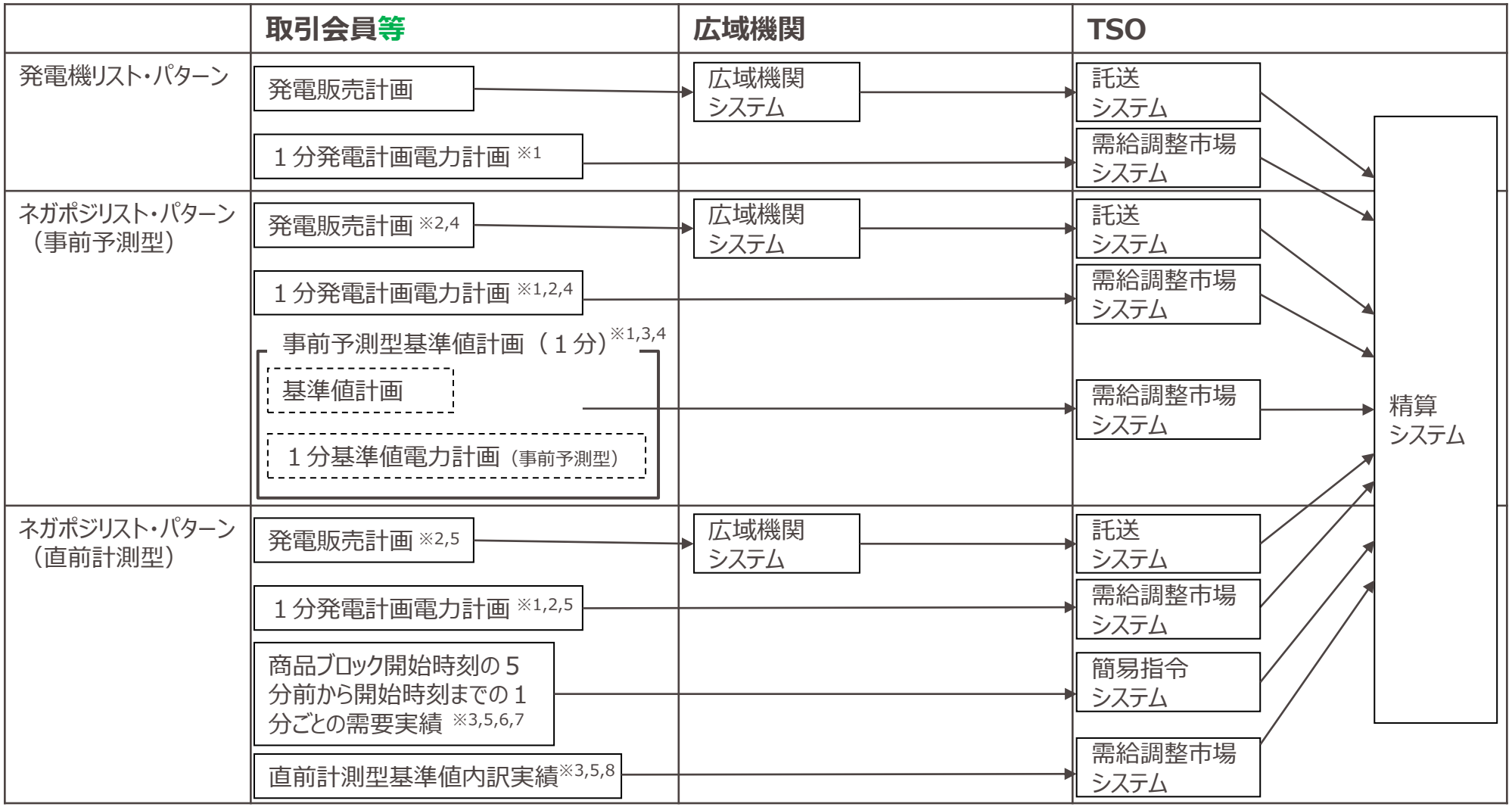
※１　約定した商品ブロックの開始時刻の１時間前までに登録していただきます。
※２　専用線オンラインで接続する場合は、属地TSOと調整した送信周期ごとの需要実績を、当該時間の終了時刻から１秒から５秒程度以内に専用線オンラインを通じて属地TSOへ送信していただきます。
※３　簡易指令システムで接続する場合は、１分ごとの需要実績を当該コマの次の30分コマの終了時刻までに送信していただきます。
※４　約定した商品ブロック開始後から翌月10日までに登録していただきます。

取引規程 第6章 第34条

a. 概要（3/4）

修正

【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ます。　※３　需要リソースを用いる場合に限ります。
※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。
※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が、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。

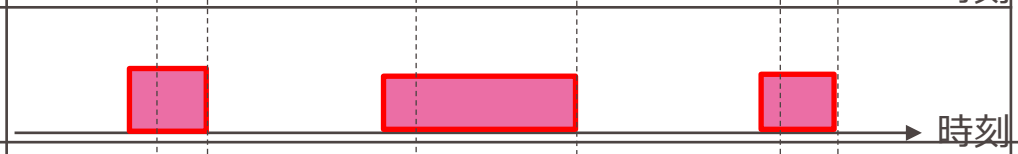
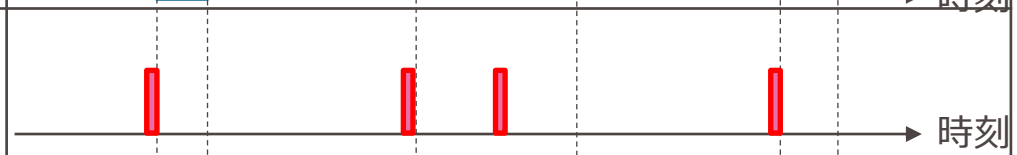
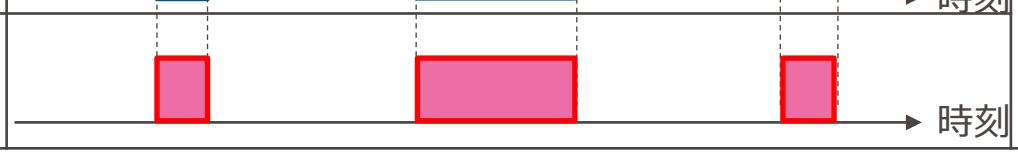
取引規程 第6章 第34条

a. 概要（4/4）

● 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	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		
事前予測型基準値計画（１分）	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		
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分発電計画電力計画 ・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

取引規程 第6章 第34条

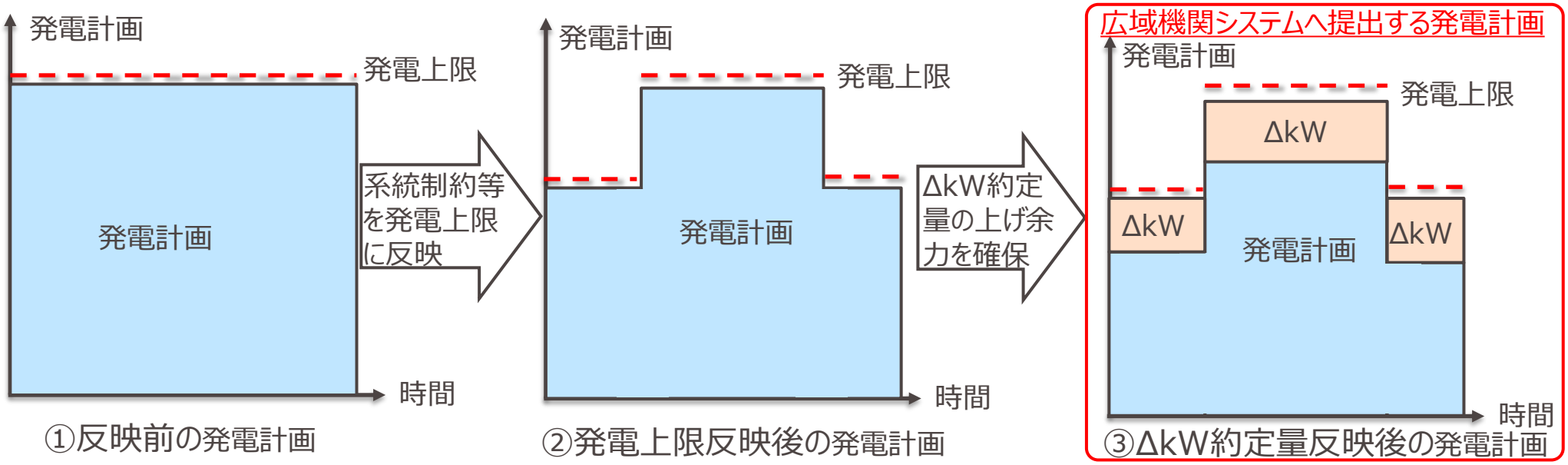
b. 発電販売計画等（1/3）

- 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ます）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。

＜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。



①反映前の発電計画　②発電上限反映後の発電計画　③ΔkW約定量反映後の発電計画

取引規程 第6章 第34条

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（2/3）

- 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す）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。

【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	～～	9:00～12:00	12:00～15:00	15:00～18:00	～～
約定有無	～～	無	有	無	～～
計画提出要否		不要	必要(提出ファイル：１分発電計画電力計画)	不要	

提出期限(4月23日11時)

時間

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

※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。

取引規程 第6章 第34条

b. 発電販売計画等（3/3）

- 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（商品ブロックの開始時刻の１時間前までに１分発電計画電力計画の登録が間に合わなかった場合は、再登録はできないものとします）。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	～～	9:00～12:00	12:00～15:00	15:00～18:00	～～
約定有無	～～	無	有	無	～～
計画提出要否		不要	必要(提出ファイル：１分発電計画電力計画)	不要	

登録時提出期限(4月23日11時)

時間

登録時

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	170	160	160	160

（13:00以降の計画を変えたい）

再登録時提出期限(4月23日12時)

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

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

※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

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(1/7)

- 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ます）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。

【約定ブロックと基準値計画の提出期限例】

4月3日	～～	9:00～12:00	12:00～15:00	15:00～18:00	18:00～21:00	～～
約定有無	～～	無	有	有	無	～～
計画提出要否		不要	必要(提出ファイル：事前予測型基準値計画①)	必要(提出ファイル：事前予測型基準値計画②)	不要	

事前予測型基準値計画①の提出期限(4月3日11時)

事前予測型基準値計画②の提出期限(4月3日14時)

時間

対象時刻	14:00	14:30	15:00	15:30	16:00	16:30	17:00	17:30
事前予測型基準値計画②	160	160	180	180	170	160	160	160

対象時刻	11:00	11:30	12:00	12:30	13:00	13:30	14:00	14:30
事前予測型基準値計画①	190	180	180	180	170	160	160	160

※14:00～15:00のコマについて、事前予測型基準値計画①と事前予測型基準値計画②で不整合が生じている場合は、先に提出された事前予測型基準値計画①の値を優先いたします。

※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。

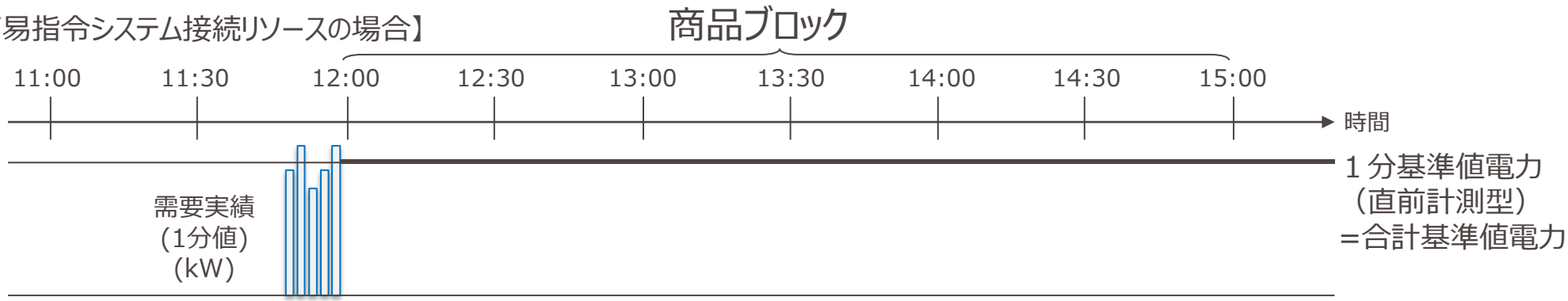
取引規程 第6章 第34条

c. 基準値計画等(2/7)

- 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ます）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

取引規程 第6章 第34条

c. 基準値計画等(3/7)

- 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ます）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週間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、商品を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週間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＞　週間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 0:00-3:00	ブロック② 3:00-6:00	ブロック③ 6:00-9:00	ブロック④ 9:00-12:00	ブロック⑤ 12:00-15:00
約定商品	**二次調整力②**	**二次調整力②**	**二次調整力②**	**二次調整力②**	**三次調整力②**
直前需要実績の提出	要 (23:55-0:00)	要 (2:55-3:00)	要 (5:55-6:00)	要 (8:55-9:00)	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＞　週間市場商品と三次調整力②の商品区分を跨いで連続約定

週間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 0:00-3:00	ブロック② 3:00-6:00	ブロック③ 6:00-9:00	ブロック④ 9:00-12:00	ブロック⑤ 12:00-15:00
約定商品	**二次調整力②**	**三次調整力②**	**二次調整力②**	**二次調整力②**	**三次調整力②**
直前需要実績の提出	要 (23:55-0:00)	不要	要 (5:55-6:00)	要 (8:55-9:00)	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

週間市場商品と三次調整力②で連続して約定している場合、週間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。

取引規程 第6章 第34条

c. 基準値計画等(4/7)

- 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ます）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※いただきます。

  ※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。

- 小売電気事業者ごとの基準値は、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の基準値を修正（比率按分）します。

取引規程 第6章 第34条

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(5/7)

- 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】

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

対象時刻	12:30
修正後基準値(小売電気事業者A)	400×1000÷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)	200×1000÷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)	300×1000÷900　＝333.33 ⇒（小数第１位四捨五入）333
合計	444+222+333=999≠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

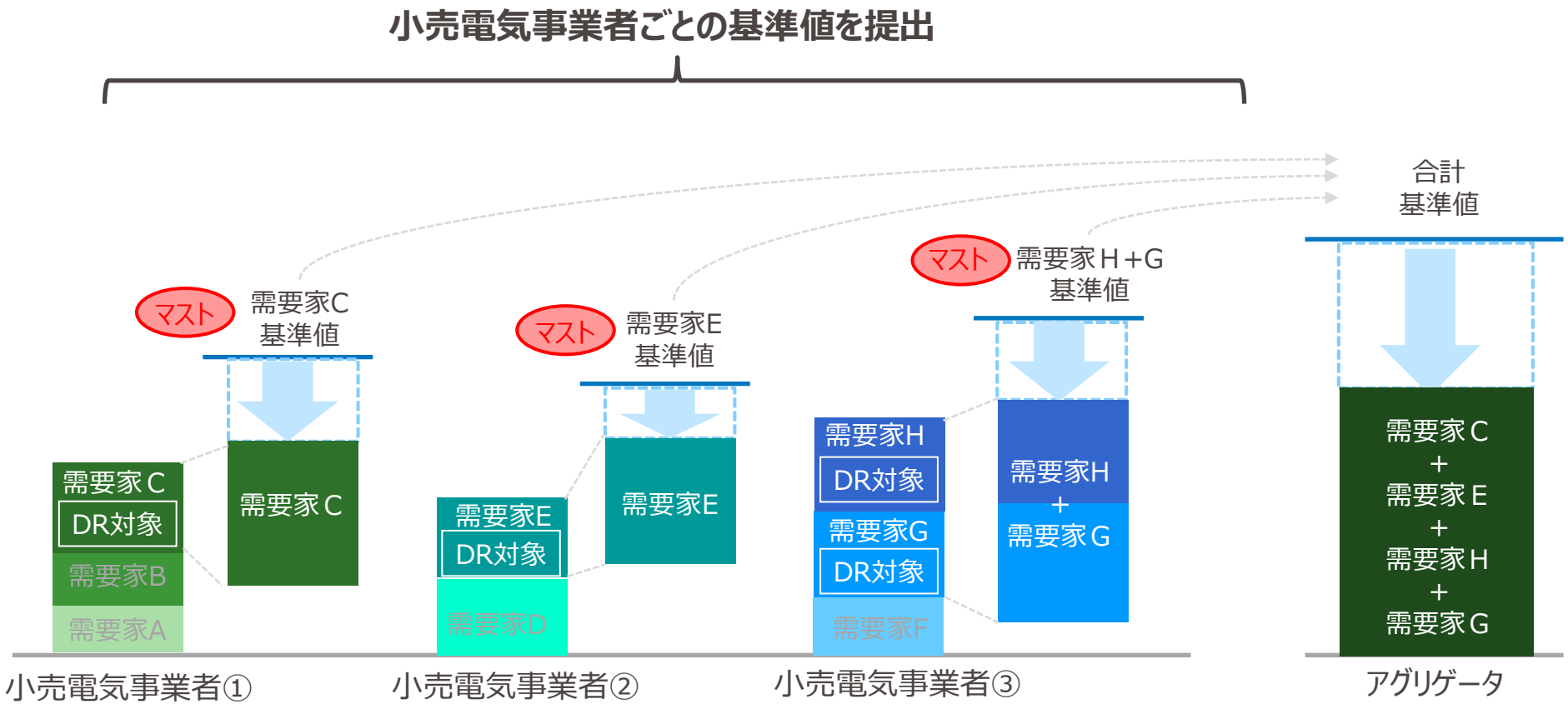
直前計測型基準値内訳実績のうち最初に記載された小売電気事業者の基準値を差引により算出。

対象時刻	12:30
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

取引規程 第6章 第34条

c. 基準値計画等(6/7)

- 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す）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いただきます。



取引規程 第6章 第34条

c. 基準値計画等(7/7)

- 需給調整市場システムに登録する基準値計画等は、需給調整市場週間市場商品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(週間市場商品の場合)】

※画面は今後変更となる可能性があります

: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)

事前予測型基準値計画入力支援ツール

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	週間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ＰＧ	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	

対象ブロック	対象30分コマ番号	時間帯	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)
ブロック①	47	23:00～23:30					
	48	23:30～24:00					
	01	00:00～00:30					
	02	00:30～01:00					
	03	01:00～01:30					
	04	01:30～02:00					
	05	02:00～02:30	8,900	1,500	2,100	3,000	2,300
	06	02:30～03:00	8,600	1,500	2,100	3,000	2,000
ブロック②	07	03:00～03:30	8,400	1,500	2,000	3,000	1,900
	08	03:30～04:00	8,300	1,500	2,000	3,000	1,800
	09	04:00～04:30	8,300	1,500	2,000	3,000	1,800
	10	04:30～05:00	8,700	1,500	2,000	3,500	1,700
	11	05:00～05:30	9,400	1,500	2,100	4,000	1,800
	12	05:30～06:00	10,200	1,500	2,100	4,500	2,100
ブロック③	13	06:00～06:30					
	14	06:30～07:00					
	15	07:00～07:30					
	16	07:30～08:00					
	17	08:00～08:30					

三次② 三次① 二次② 二次① 一次 計合

“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

d. 各リスト・パターン(1/3)

- 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パターン１ファイル

需要家	パターン①
A	○
B	○
C	○
D	○
E	○

１パターン１ファイル

需要家	パターン②
A	○
B	○
E	○

１パターン１ファイル

需要家	パターン③
A	○
B	○
D	○

１パターン１ファイル

需要家	パターン④
A	○
C	○

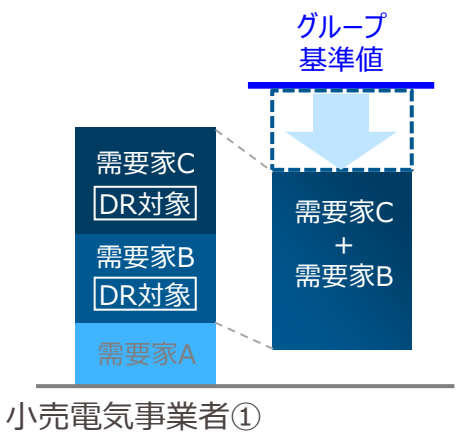
１パターン１ファイル

需要家	パターン⑤
A	○
E	○

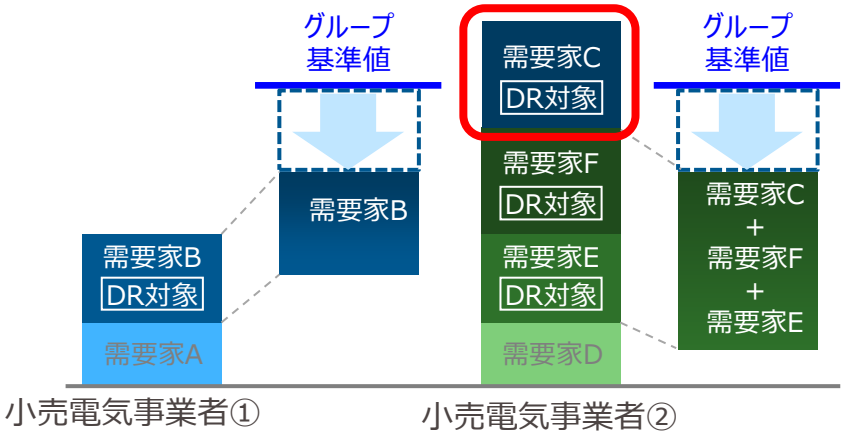
取引規程 第6章 第34条

d. 各リスト・パターン(2/3)

- 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361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。



需要家Cのスイッチング前



需要家Cのスイッチング後、小売電気事業者①⇒②

取引規程第2章 第19条、第10章 第43条

d. 各リスト・パターン(3/3)

- 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ＴＳＯが認めた場合に限ります）

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
９Ｙ１１１	①	A、B
９Ｙ１１１	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
９Ｙ２３４	①	E、F
９Ｙ２３４	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
９Ｙ９９９	①	I、J
９Ｙ９９９	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

取引規程 第2章 第19条

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

a. 概要（1/4）

修正

- 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。

		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　＋　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	基準値計画	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）	基準値計画
	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
発電機リスト・パターンで約定した場合		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	発電販売計画
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	（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） 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） 発電販売計画および基準値計画	（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） 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） 発電販売計画および基準値計画
	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

※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。

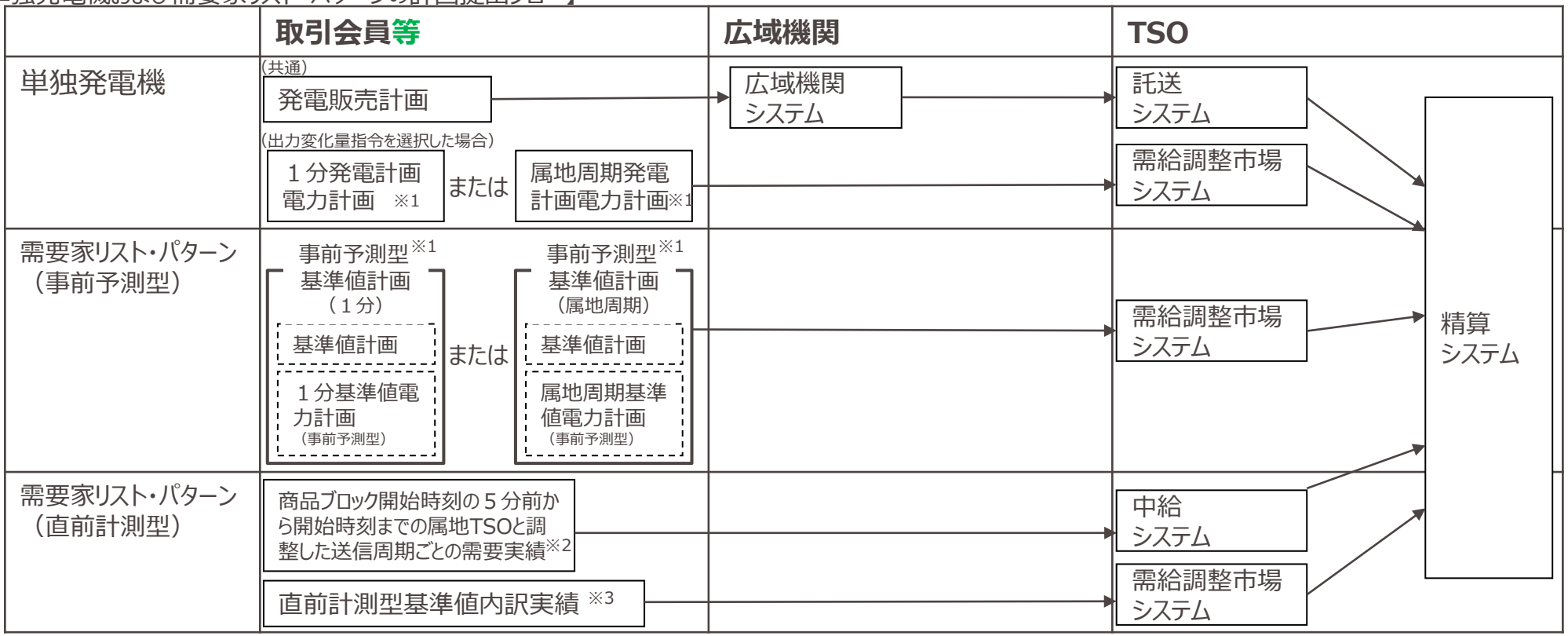
取引規程 第6章 第34条

a. 概要（2/4）単独発電機・需要家リスト・パターン

修正

- 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、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。
- 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。

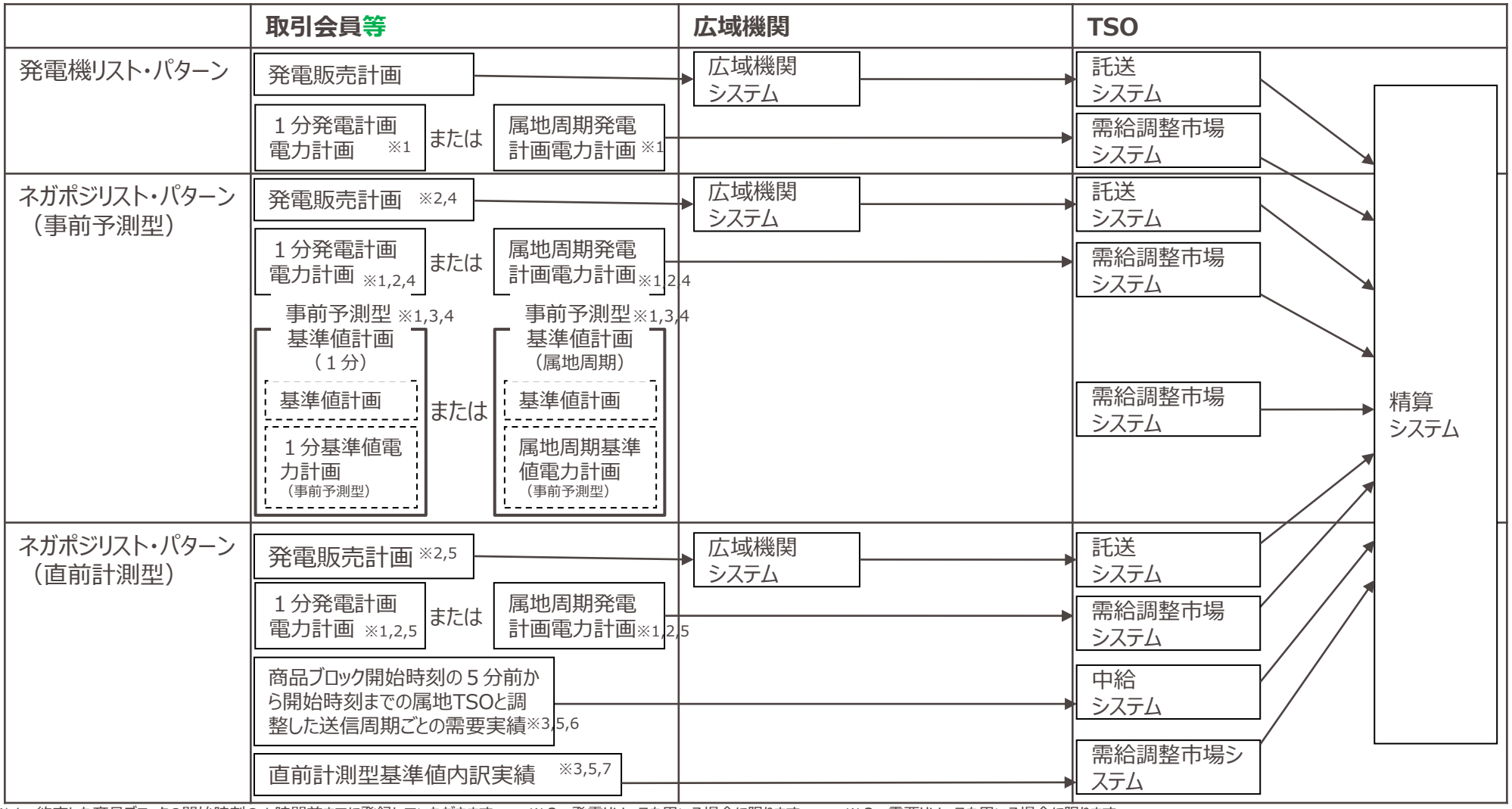
【単独発電機および需要家リスト・パターンの計画提出フロー】



※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。
※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　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。

取引規程 第6章 第34条

【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ます。　※３　需要リソースを用いる場合に限ります。
※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、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。

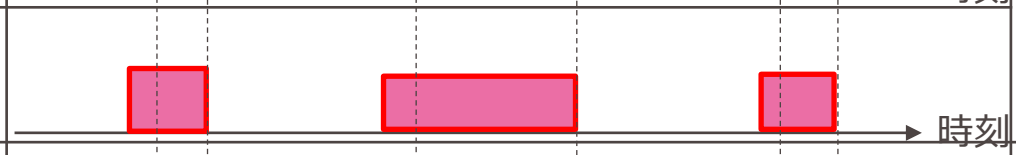
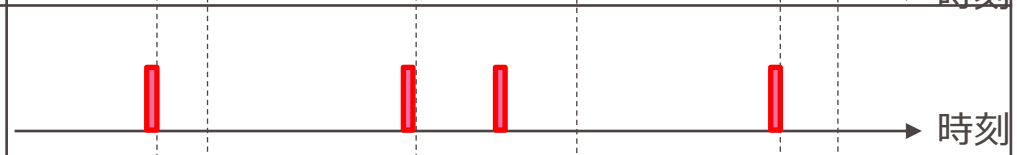
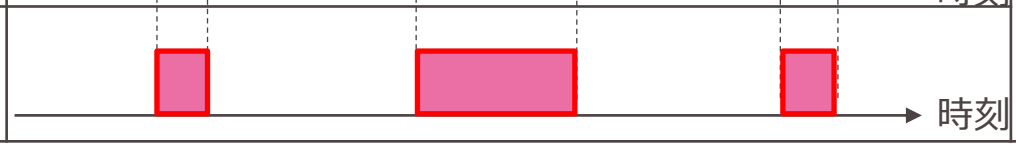
取引規程 第6章 第34条

a. 概要（4/4）

● 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	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		
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）	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		
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	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分発電計画電力計画または属地周期発電計画電力計画 ・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		

取引規程 第6章 第34条

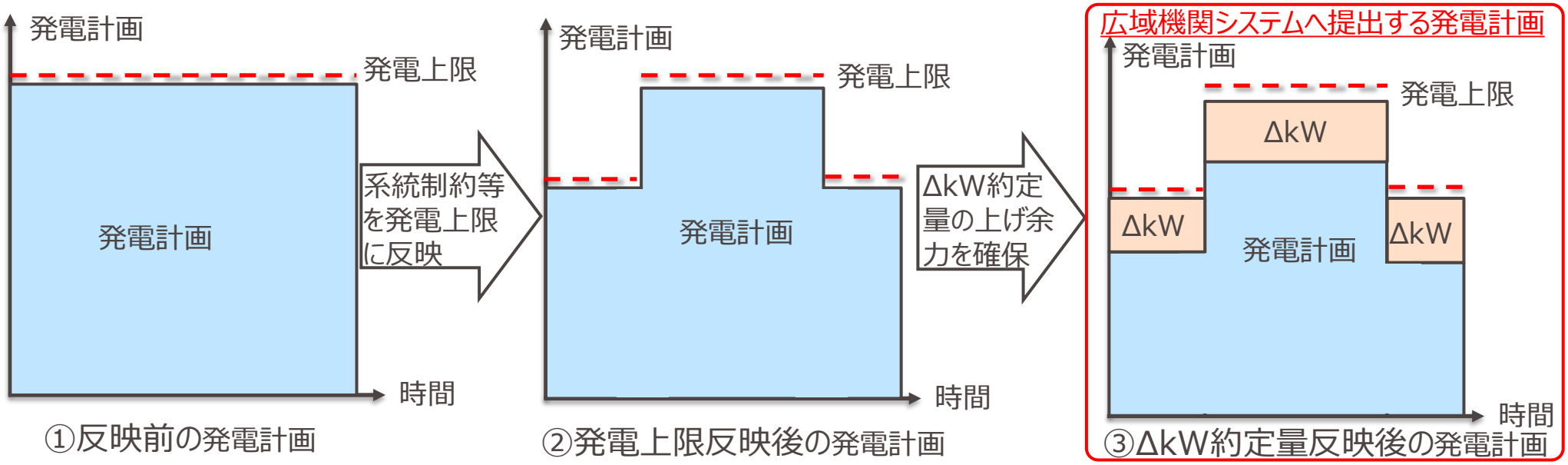
b. 発電販売計画等（1/3）

- 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ます）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。

＜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。



①反映前の発電計画　②発電上限反映後の発電計画　③ΔkW約定量反映後の発電計画

取引規程 第6章 第34条

b. 発電販売計画等（2/3）

- 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ます）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。

【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	～～	9:00～12:00	12:00～15:00	15:00～18:00	～～
約定有無	～～	無	有	無	～～
計画提出要否		不要	必要(提出ファイル：属地周期発電計画電力計画)	不要	

提出期限(4月23日11時)

時間

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

※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。

取引規程 第6章 第34条

b. 発電販売計画等（3/3）

- 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（商品ブロックの開始時刻の１時間前までに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の登録が間に合わなかった場合は、再登録はできないものとします）。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	～～	9:00～12:00	12:00～15:00	15:00～18:00	～～
約定有無	～～	無	有	無	～～
計画提出要否		不要	必要(提出ファイル：属地周期発電計画電力計画)	不要	

登録時提出期限(4月23日11時)

時間

登録時

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	170	160	160	160

（13:00以降の計画を変えたい）

再登録時提出期限(4月23日12時)

再登録時

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

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。

取引規程 第6章 第34条

c. 基準値計画等(1/7)

- 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ます）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。

【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3日	～～	9:00～12:00	12:00～15:00	15:00～18:00	18:00～21:00	～～
約定有無	～～	無	有	有	無	～～
計画提出要否		不要	必要(提出ファイル：事前予測型基準値計画①)	必要(提出ファイル：事前予測型基準値計画②)	不要	

事前予測型基準値計画①の提出期限(4月3日11時)

事前予測型基準値計画②の提出期限(4月3日14時)

時間

対象時刻	14:00	14:30	15:00	15:30	16:00	16:30	17:00	17:30
事前予測型基準値計画②	160	160	180	180	170	160	160	160

対象時刻	11:00	11:30	12:00	12:30	13:00	13:30	14:00	14:30
事前予測型基準値計画①	190	180	180	180	170	160	160	160

※14:00～15:00のコマについて、事前予測型基準値計画①と事前予測型基準値計画②で不整合が生じている場合は、先に提出された事前予測型基準値計画①の値を優先いたします。

※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。

取引規程 第6章 第34条

c. 基準値計画等(2/7)

- 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ます）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、ΔKW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】

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

取引規程 第6章 第34条

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)

- 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ます）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週間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、商品を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週間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＞　週間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 0:00-3:00	ブロック② 3:00-6:00	ブロック③ 6:00-9:00	ブロック④ 9:00-12:00	ブロック⑤ 12:00-15:00
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 (2:55-3:00)	要 (5:55-6:00)	要 (8:55-9:00)	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＞　週間市場商品と三次調整力②の商品区分を跨いで連続約定

週間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 0:00-3:00	ブロック② 3:00-6:00	ブロック③ 6:00-9:00	ブロック④ 9:00-12:00	ブロック⑤ 12:00-15:00
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 (5:55-6:00)	要 (8:55-9:00)	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

週間市場商品と三次調整力②で連続して約定している場合、週間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。

取引規程 第6章 第34条

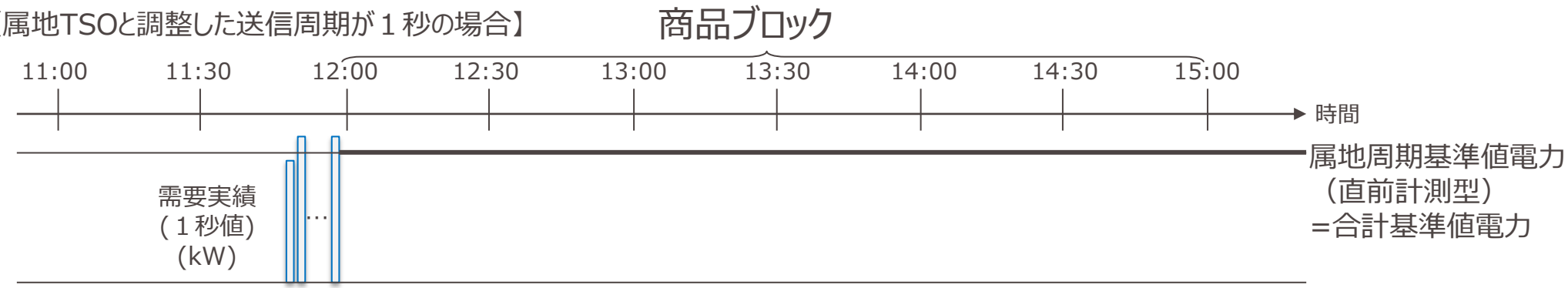
c. 基準値計画等(4/7)

- 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ます）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※いただきます。

  ※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。

- 小売電気事業者ごとの基準値は、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の基準値を修正（比率按分）します。

取引規程 第6章 第34条

c. 基準値計画等(5/7)

- 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】

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

対象時刻	12:30
修正後基準値(小売電気事業者A)	400×1000÷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)	200×1000÷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)	300×1000÷900　＝333.33 ⇒（小数第１位四捨五入）333
合計	444+222+333=999≠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

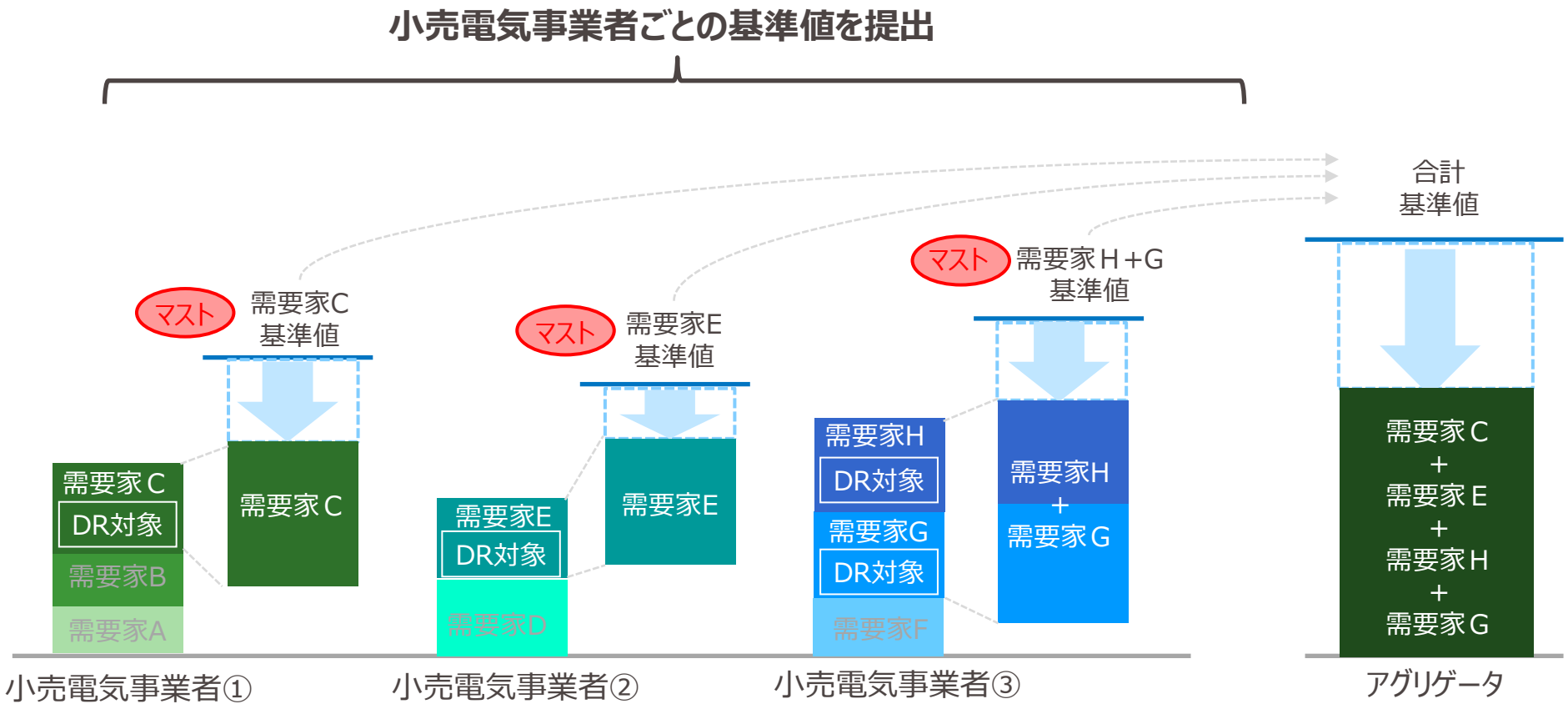
対象時刻	12:30
基準値(小売電気事業者A)	1000-222-333 ＝445
基準値(小売電気事業者B)	222
基準値(小売電気事業者C)	333
合計	1000

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。

取引規程 第6章 第34条

c. 基準値計画等(6/7)

- 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す）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いただきます。



取引規程 第6章 第34条

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(7/7)

- 需給調整市場システムに登録する基準値計画等は、需給調整市場週間市場商品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(週間市場商品の場合)】

※画面は今後変更となる可能性があります

: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)

事前予測型基準値計画入力支援ツール

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	週間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ＰＧ		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

対象ブロック	対象30分コマ番号	時間帯	基準値合計(kWh)▲	基準値(kWh)	基準値(kWh)	基準値(kWh)	基準値(kWh)
ブロック①	47	23:00～23:30					
	48	23:30～24:00					
	01	00:00～00:30					
	02	00:30～01:00					
	03	01:00～01:30					
	04	01:30～02:00					
	05	02:00～02:30	8,900	1,500	2,100	3,000	2,300
	06	02:30～03:00	8,600	1,500	2,100	3,000	2,000
ブロック②	07	03:00～03:30	8,400	1,500	2,000	3,000	1,900
	08	03:30～04:00	8,300	1,500	2,000	3,000	1,800
	09	04:00～04:30	8,300	1,500	2,000	3,000	1,800
	10	04:30～05:00	8,700	1,500	2,000	3,500	1,700
	11	05:00～05:30	9,400	1,500	2,100	4,000	1,800
	12	05:30～06:00	10,200	1,500	2,100	4,500	2,100
ブロック③	13	06:00～06:30					
	14	06:30～07:00					
	15	07:00～07:30					
	16	07:30～08:00					
	17	08:00～08:30					

三次② 三次① 二次② 二次① 一次 合

“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

d. 各リスト・パターン(1/2)

- 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パターン１ファイル

需要家	パターン①
A	○
B	○
C	○
D	○
E	○

１パターン１ファイル

需要家	パターン②
A	○
B	○
E	○

１パターン１ファイル

需要家	パターン③
A	○
B	○
D	○

１パターン１ファイル

需要家	パターン④
A	○
C	○

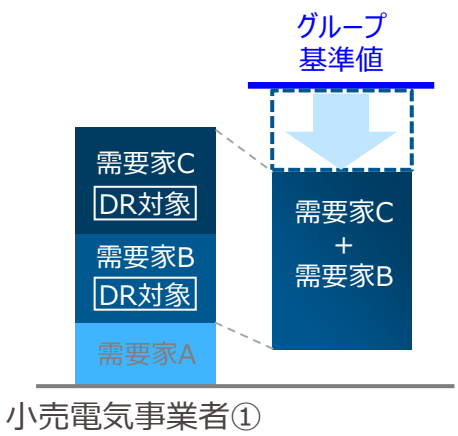
１パターン１ファイル

需要家	パターン⑤
A	○
E	○

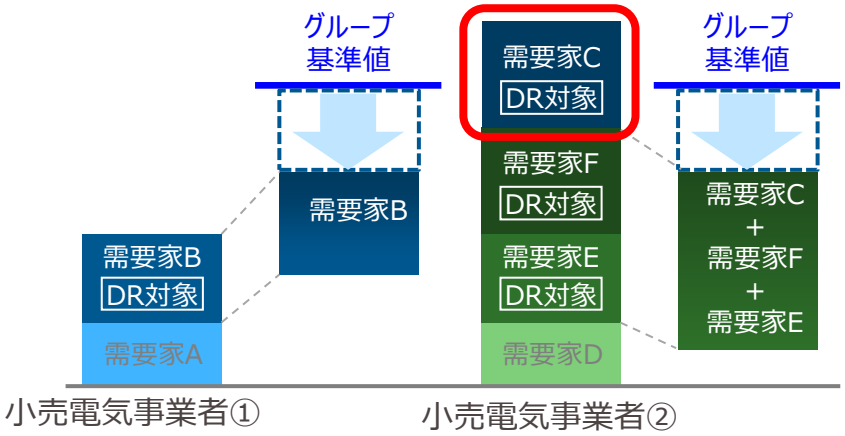
取引規程 第6章 第34条

d. 各リスト・パターン(2/2)

- 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361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。



需要家Cのスイッチング前



需要家Cのスイッチング後、小売電気事業者①⇒②

取引規程第2章 第19条、第10章 第43条

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

a. 概要（1/4）

修正

- 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。

		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		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	
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	基準値計画	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）
	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）		
発電機リスト・パターンで約定した場合		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	１分発電計画電力計画または１秒発電計画電力計画
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	（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） 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） 発電販売計画および基準値計画	（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）
	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） 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秒基準値電力計画（事前予測型）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

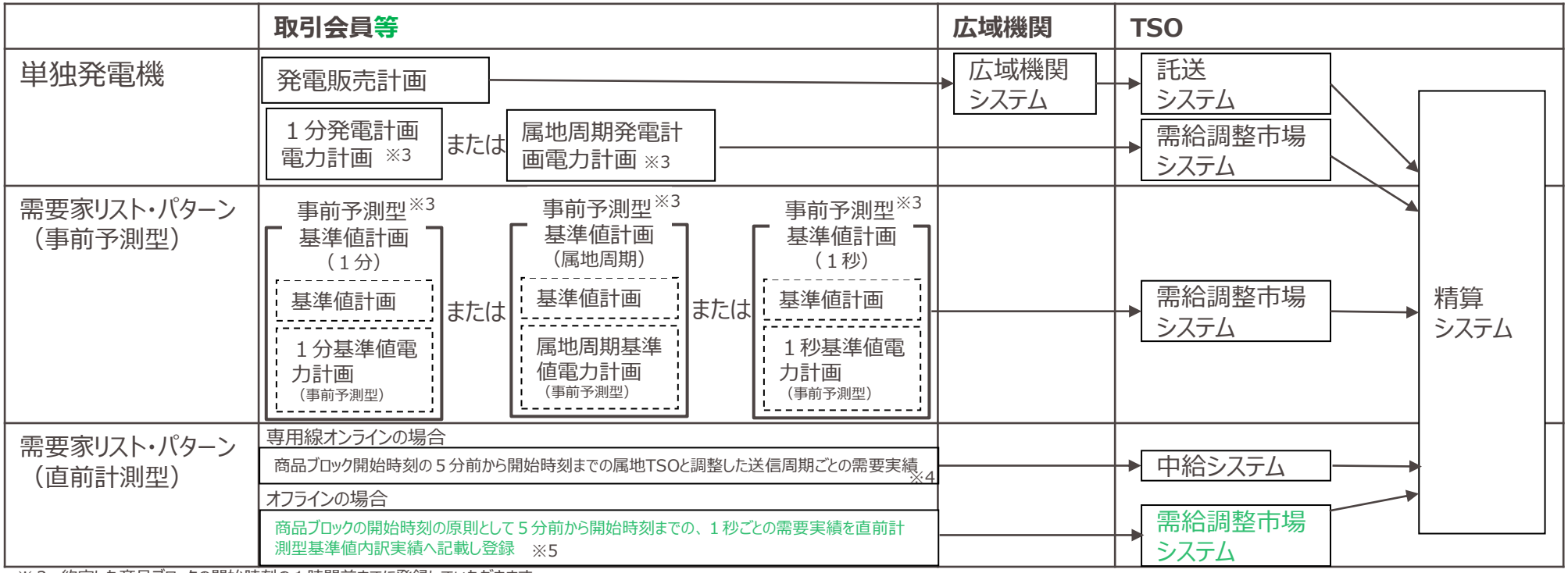
取引規程 第6章 第34条

a. 概要（2/4）単独発電機・需要家リスト・パターン

修正

- 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、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。
- 直前計測型を選択している場合、専用線オンラインの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。

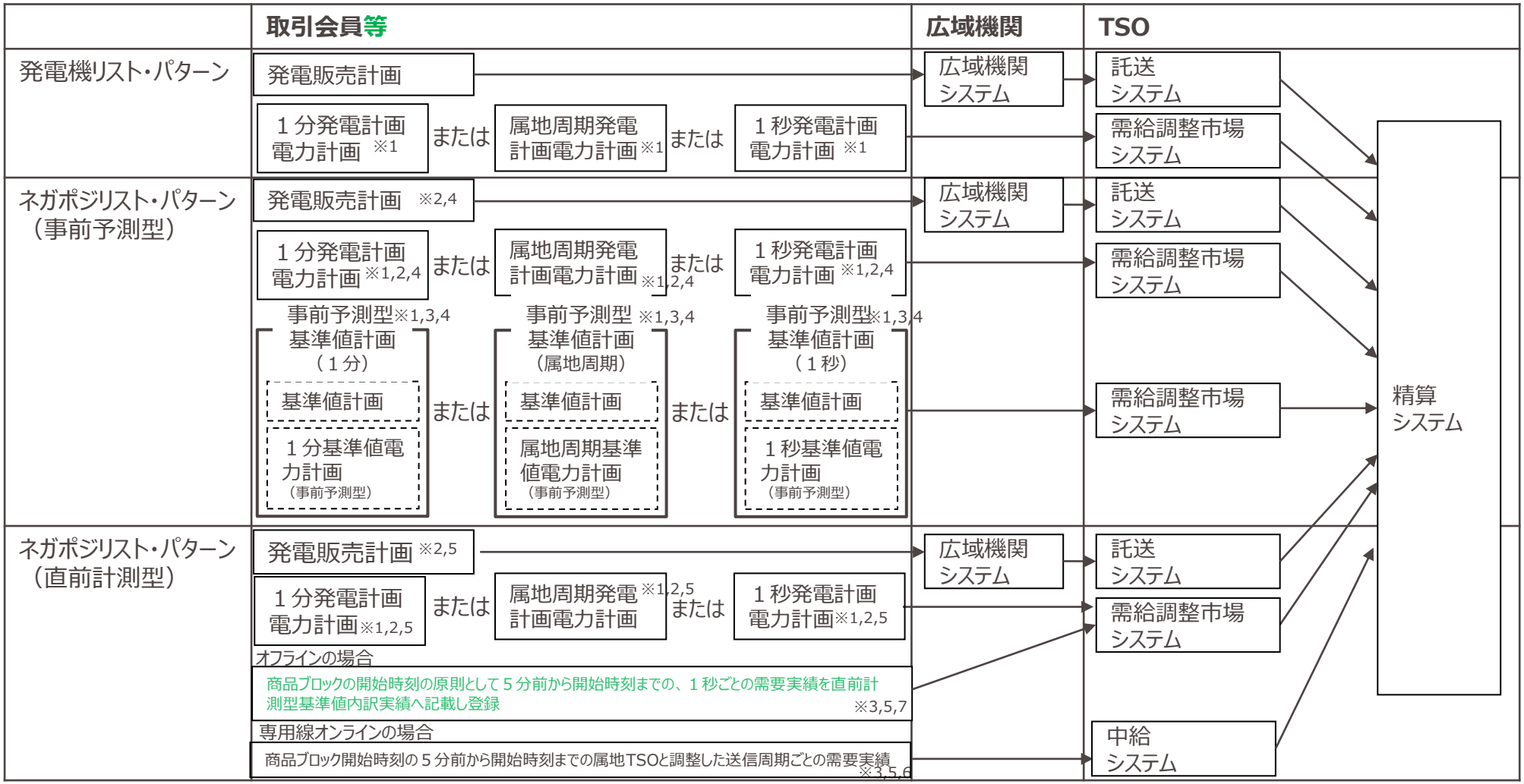
【単独発電機および需要家リスト・パターンの計画提出フロー】



※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。
※４ 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。
※５ 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。

取引規程 第6章 第34条

【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ます。　※３　需要リソースを用いる場合に限ります。
※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。
※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　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。

取引規程 第6章 第34条

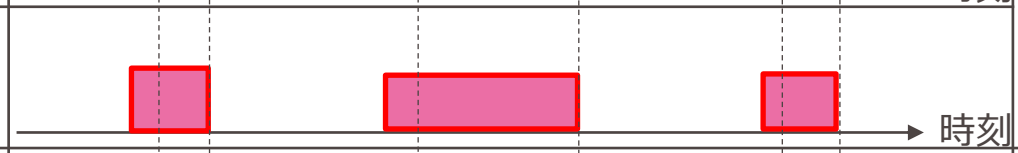
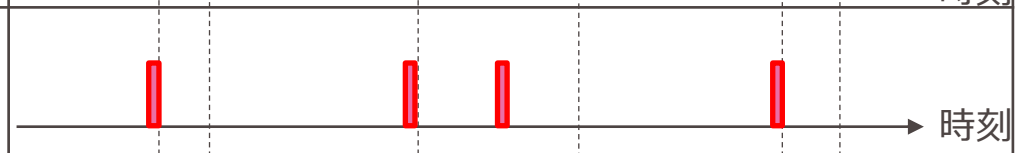
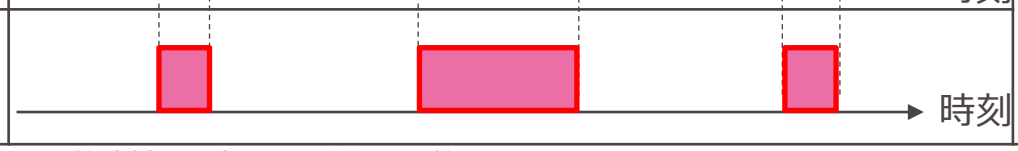
a. 概要（4/4）

修正

● 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	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		
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）	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		
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 ※	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	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、オフライン接続の場合は、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。

取引規程 第6章 第34条

（参考）需要リソースを用い、一次調整力で監視方法がオフラインかつ直前計測型を選択している場合で、直前計測型基準値内訳実績で基準値を提出する場合

新規

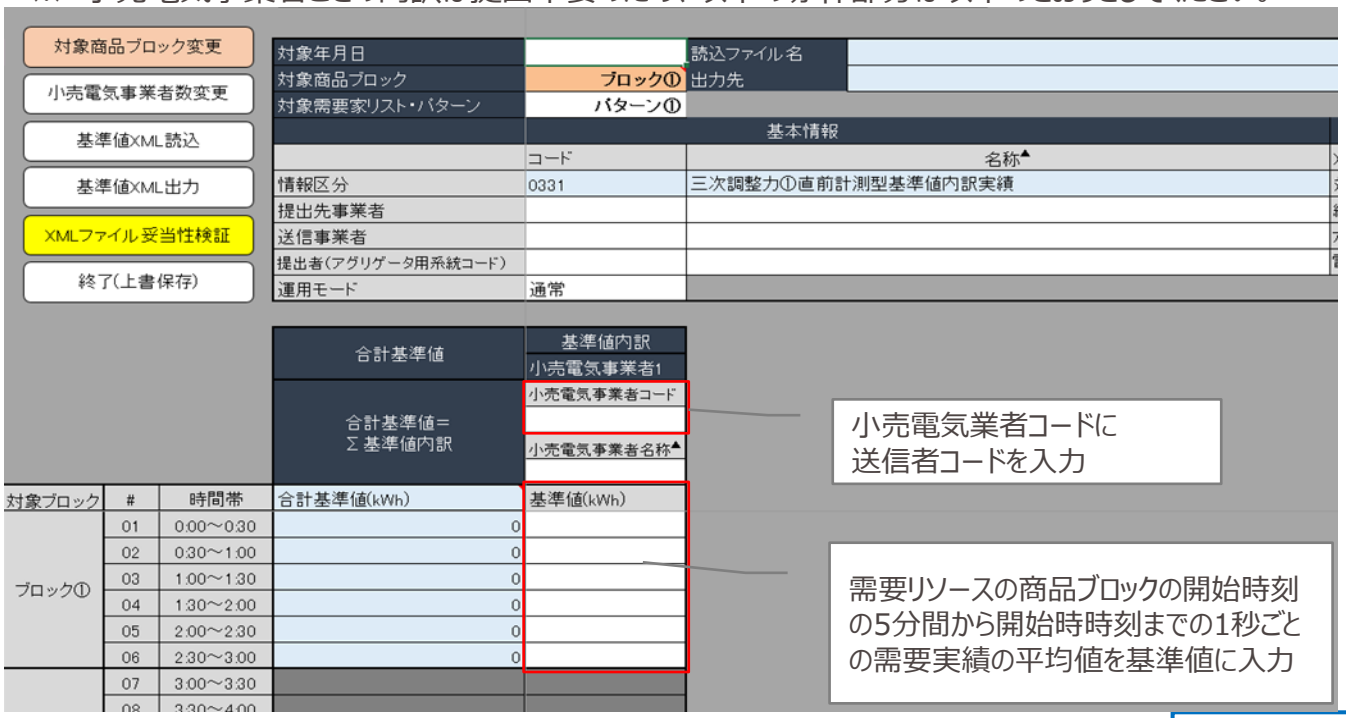
- 需要リソースを用いる場合で、一次調整力、監視方法がオフラインかつ直前計測型を選択しているときで、以下に該当しない場合、約定した需要リソースの商品ブロックの開始時刻の５分前から開始時刻までの１秒ごとの需要実績の平均値を直前計測型基準値内訳実績に記載し商品ブロックの属する月の翌月10日までに需給調整市場システムに登録していただきます。

  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以外で契約を締結している場合

＜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。



取引規程 第6章 第34条

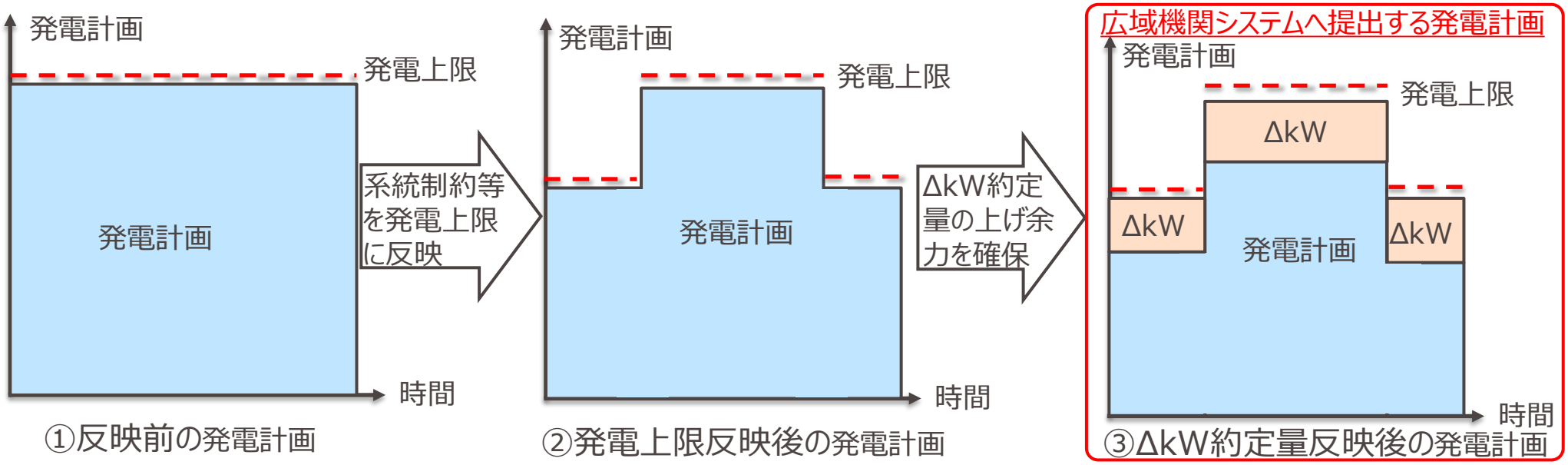
b. 発電販売計画等（1/3）

- 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ます）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。

＜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。



①反映前の発電計画　②発電上限反映後の発電計画　③ΔkW約定量反映後の発電計画

取引規程 第6章 第34条

b. 発電販売計画等（2/3）

- 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ます）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。

【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	～～	9:00～12:00	12:00～15:00	15:00～18:00	～～
約定有無	～～	無	有	無	～～
計画提出要否		不要	必要(提出ファイル：１分発電計画電力計画)	不要	

提出期限(4月23日11時)

時間

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

※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。

取引規程 第6章 第34条

b. 発電販売計画等（3/3）

- 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（商品ブロックの開始時刻の１時間前までに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の登録が間に合わなかった場合は、再登録はできないものとします）。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	～～	9:00～12:00	12:00～15:00	15:00～18:00	～～
約定有無	～～	無	有	無	～～
計画提出要否		不要	必要(提出ファイル：１分発電計画電力計画)	不要	

登録時提出期限(4月23日11時)

時間

登録時

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	170	160	160	160

（13:00以降の計画を変えたい）

再登録時提出期限(4月23日12時)

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

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

※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

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(1/7)

- 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ます）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。

【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3日	～～	9:00～12:00	12:00～15:00	15:00～18:00	18:00～21:00	～～
約定有無	～～	無	有	有	無	～～
計画提出要否		不要	必要(提出ファイル：事前予測型基準値計画①)	必要(提出ファイル：事前予測型基準値計画②)	不要	

事前予測型基準値計画①の提出期限(4月3日11時)

事前予測型基準値計画②の提出期限(4月3日14時)

時間

対象時刻	14:00	14:30	15:00	15:30	16:00	16:30	17:00	17:30
事前予測型基準値計画②	160	160	180	180	170	160	160	160

対象時刻	11:00	11:30	12:00	12:30	13:00	13:30	14:00	14:30
事前予測型基準値計画①	190	180	180	180	170	160	160	160

※14:00～15:00のコマについて、事前予測型基準値計画①と事前予測型基準値計画②で不整合が生じている場合は、先に提出された事前予測型基準値計画①の値を優先いたします。

※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。

取引規程 第6章 第34条

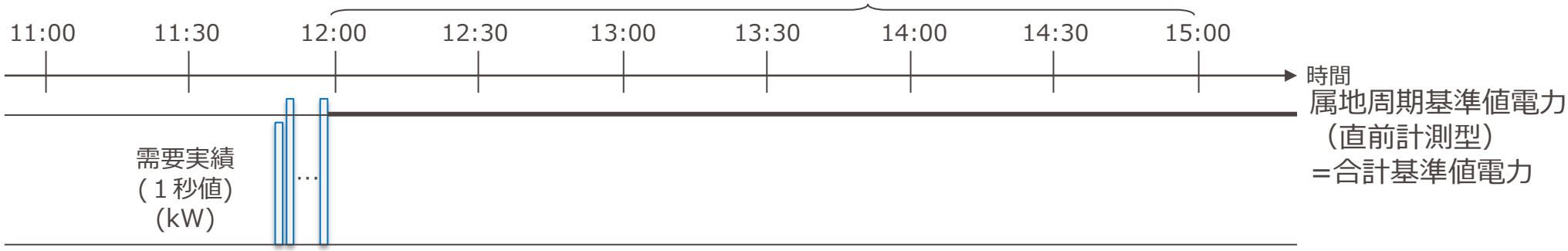
c. 基準値計画等(2/7)

修正

- 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ます）で約定した場合で直前計測型を選択したときは、専用線オンラインの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、ΔkW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。

【専用線オンラインの場合で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

取引規程 第6章 第34条

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)

- 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ます）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週間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、商品を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週間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＞　週間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 0:00-3:00	ブロック② 3:00-6:00	ブロック③ 6:00-9:00	ブロック④ 9:00-12:00	ブロック⑤ 12:00-15:00
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 (2:55-3:00)	要 (5:55-6:00)	要 (8:55-9:00)	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＞　週間市場商品と三次調整力②の商品区分を跨いで連続約定

週間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 0:00-3:00	ブロック② 3:00-6:00	ブロック③ 6:00-9:00	ブロック④ 9:00-12:00	ブロック⑤ 12:00-15:00
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 (5:55-6:00)	要 (8:55-9:00)	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

週間市場商品と三次調整力②で連続して約定している場合、週間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。

取引規程 第6章 第34条

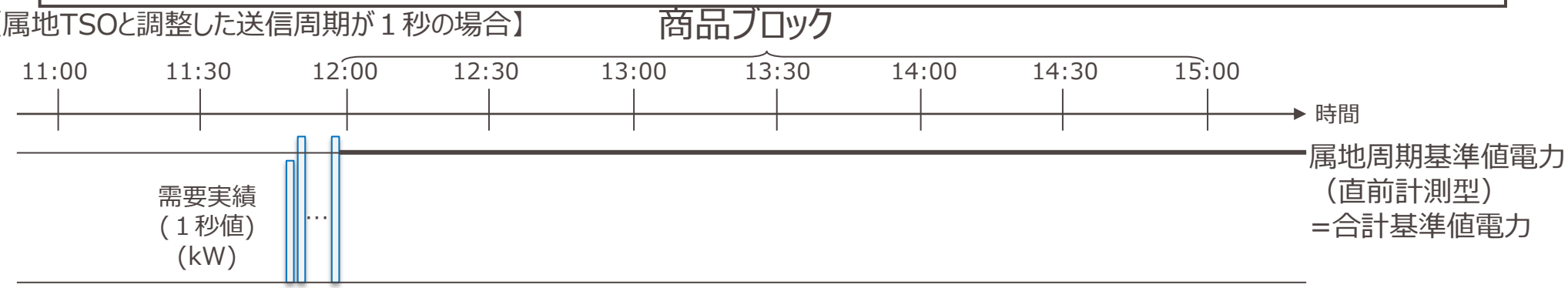
c. 基準値計画等(4/7)

- 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ます）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以外で契約を締結している場合は，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※いただきます。

  ※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。

- 小売電気事業者ごとの基準値は、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の基準値を修正（比率按分）します。

取引規程 第6章 第34条

c. 基準値計画等(5/7)

- 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】

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

対象時刻	12:30
修正後基準値(小売電気事業者A)	400×1000÷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)	200×1000÷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)	300×1000÷900　＝333.33 ⇒（小数第１位四捨五入）333
合計	444+222+333=999≠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

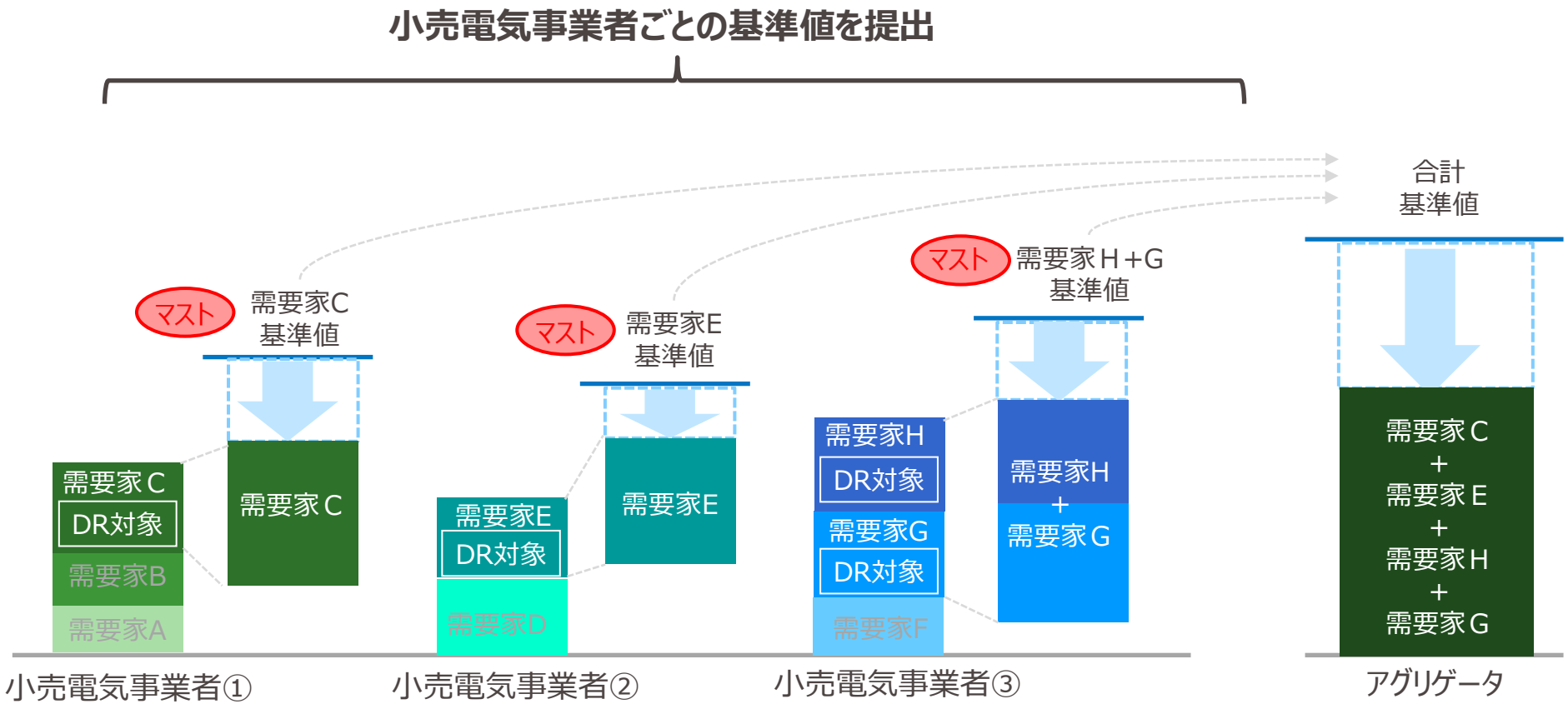
対象時刻	12:30
基準値(小売電気事業者A)	1000-222-333 ＝445
基準値(小売電気事業者B)	222
基準値(小売電気事業者C)	333
合計	1000

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。

取引規程 第6章 第34条

c. 基準値計画等(6/7)

- 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す）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いただきます。



取引規程 第6章 第34条

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(7/7)

- 需給調整市場システムに登録する基準値計画等は、需給調整市場週間市場商品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(週間市場商品の場合)】

※画面は今後変更となる可能性があります

: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)

事前予測型基準値計画入力支援ツール

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	週間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ＰＧ		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＝∑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

対象ブロック	対象30分コマ番号	時間帯	基準値合計(kWh)▲	基準値(kWh)	基準値(kWh)	基準値(kWh)	基準値(kWh)
ブロック①	47	23:00～23:30					
	48	23:30～24:00					
	01	00:00～00:30					
	02	00:30～01:00					
	03	01:00～01:30					
	04	01:30～02:00					
	05	02:00～02:30	8,900	1,500	2,100	3,000	2,300
	06	02:30～03:00	8,600	1,500	2,100	3,000	2,000
ブロック②	07	03:00～03:30	8,400	1,500	2,000	3,000	1,900
	08	03:30～04:00	8,300	1,500	2,000	3,000	1,800
	09	04:00～04:30	8,300	1,500	2,000	3,000	1,800
	10	04:30～05:00	8,700	1,500	2,000	3,500	1,700
	11	05:00～05:30	9,400	1,500	2,100	4,000	1,800
	12	05:30～06:00	10,200	1,500	2,100	4,500	2,100
ブロック③	13	06:00～06:30					
	14	06:30～07:00					
	15	07:00～07:30					
	16	07:30～08:00					
	17	08:00～08:30					

三次② 三次① 二次② 二次① 一次 合

“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

d. 各リスト・パターン(1/2)

- 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パターン１ファイル

需要家	パターン①
A	○
B	○
C	○
D	○
E	○

１パターン１ファイル

需要家	パターン②
A	○
B	○
E	○

１パターン１ファイル

需要家	パターン③
A	○
B	○
D	○

１パターン１ファイル

需要家	パターン④
A	○
C	○

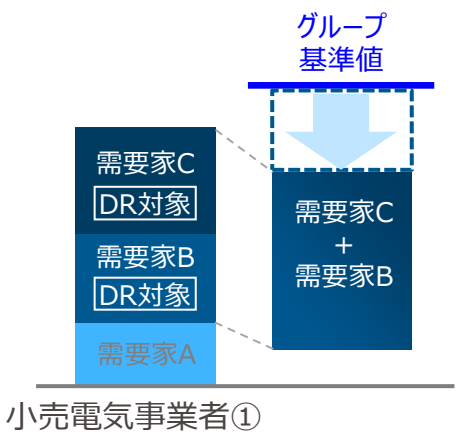
１パターン１ファイル

需要家	パターン⑤
A	○
E	○

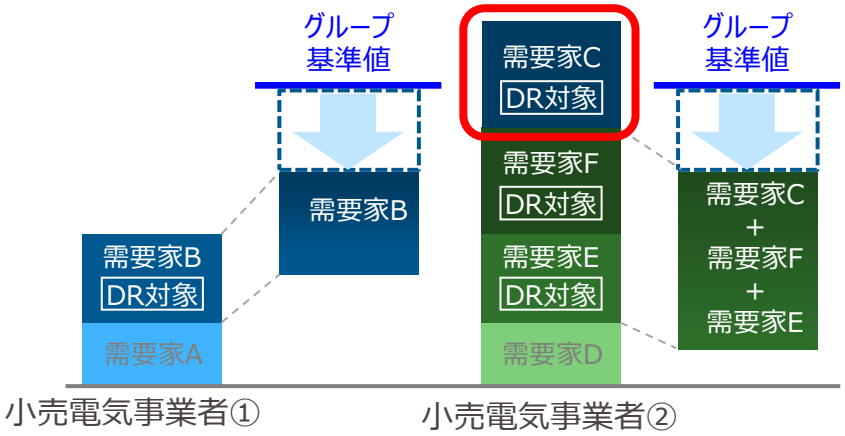
取引規程 第6章 第34条

d. 各リスト・パターン(2/2)

- 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361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。



需要家Cのスイッチング前



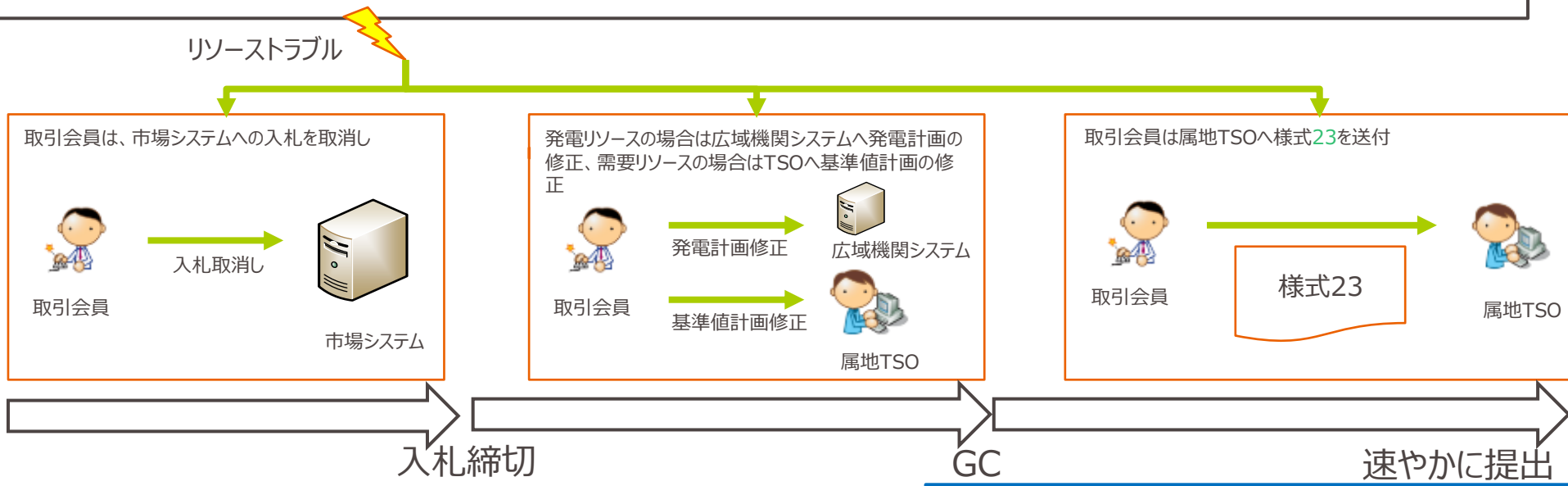
需要家Cのスイッチング後、小売電気事業者①⇒②

取引規程第2章 第19条、第10章 第43条

２－７．トラブル時の対応

2-7. トラブル時の対応　a. リソーストラブル時(1/11)

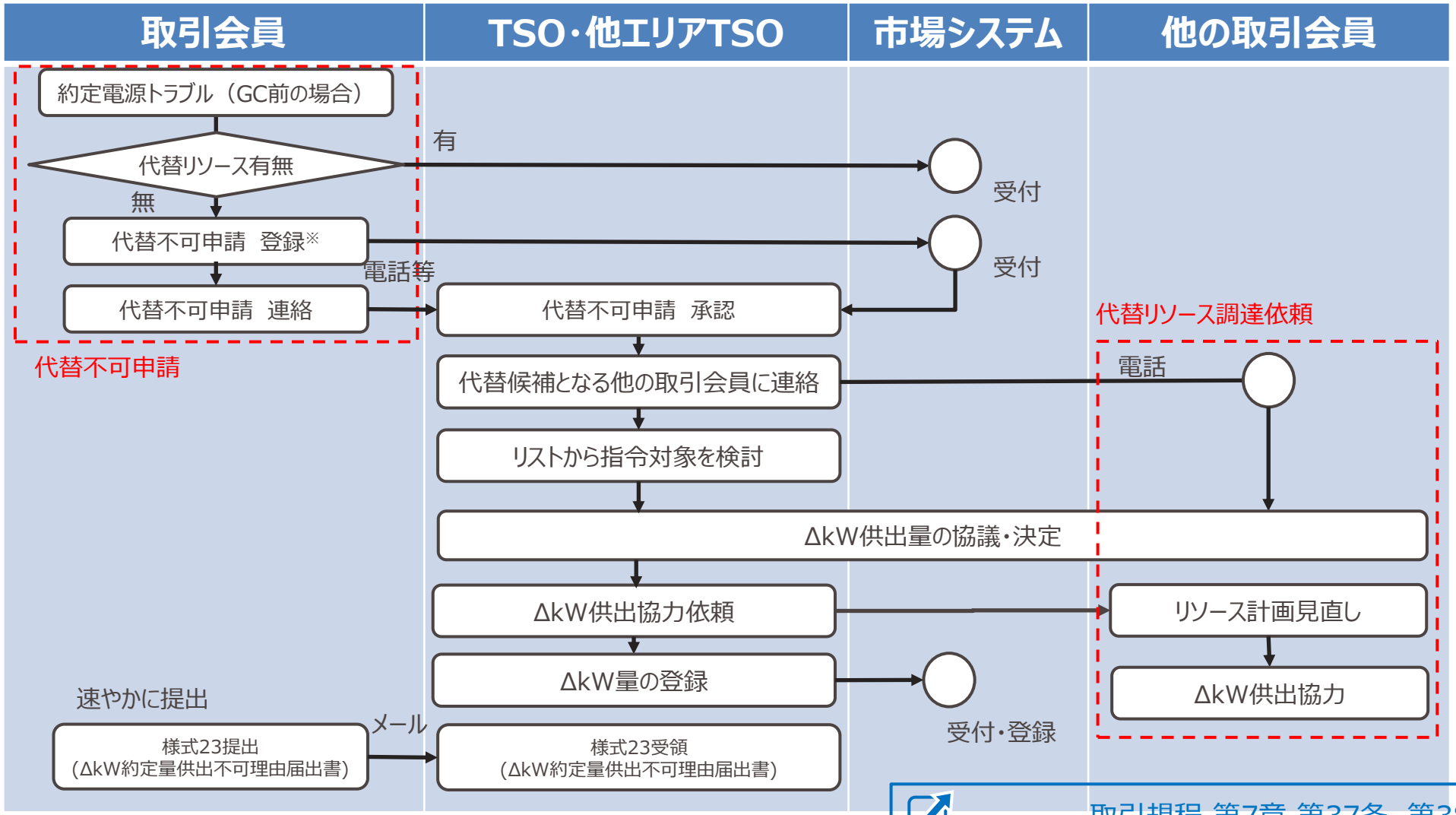
- 約定前にリソースのトラブルが発生した場合は、確実な調整力調達のため、「需給調整市場システムにて入札の取消」をお願いします。
- ΔkW約定量（複合商品の場合は、複合ΔkW約定量）を供出できない場合、または複合約定対象商品のΔkW約定量が供出できない場合は、直ちに需給調整市場システムに代替不可の内容の登録（以下、「代替不可申請」といいます。）し、その旨を属地TSOへ電話等を用いて連絡していただきます。代替不可申請の期限はトラブル対象のリソースの提供期間の開始時刻の１時間前（１コマ目のGC）とします。
- GCまでに、発電リソースの場合は変更後の発電計画を広域機関に提出、需要リソースの場合は変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取り決めさせていただきます。



取引規程 第7章 第36条、第37条

2-7. トラブル時の対応　a. リソーストラブル時(2/11)

- 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。

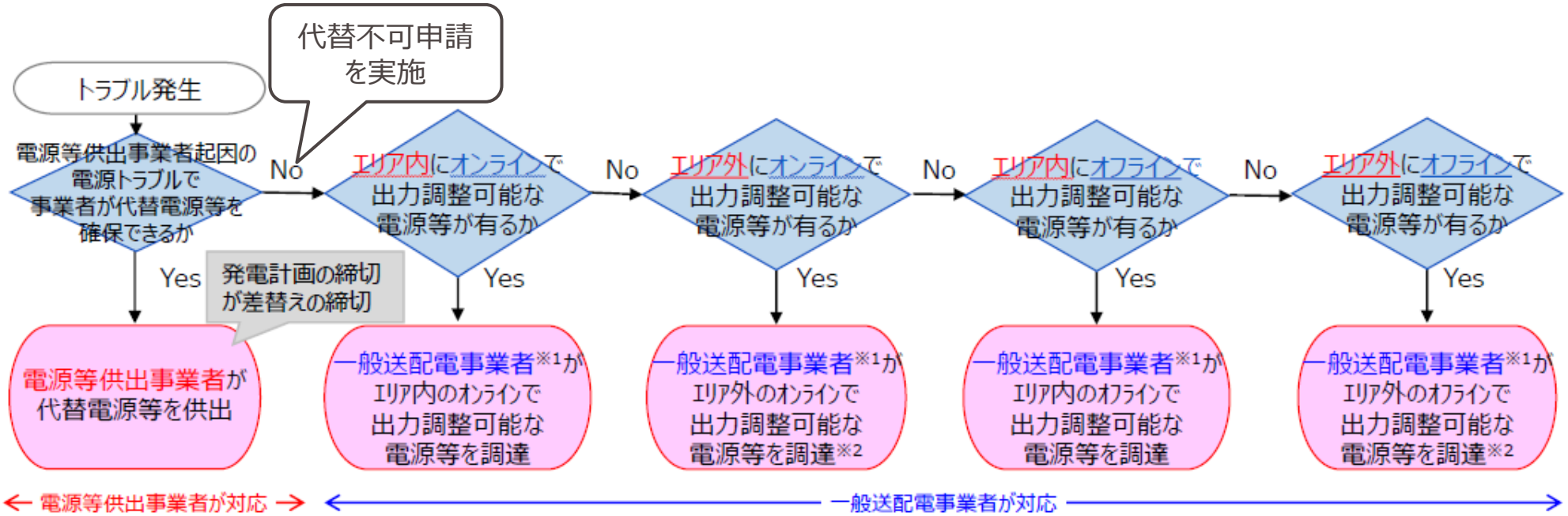


※ 代替不可申請量も登録

取引規程 第7章 第37条、第38条

2-7. トラブル時の対応　a. リソーストラブル時(3/11)

● 属地TSOより調整力の供出協力を依頼させていただく、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

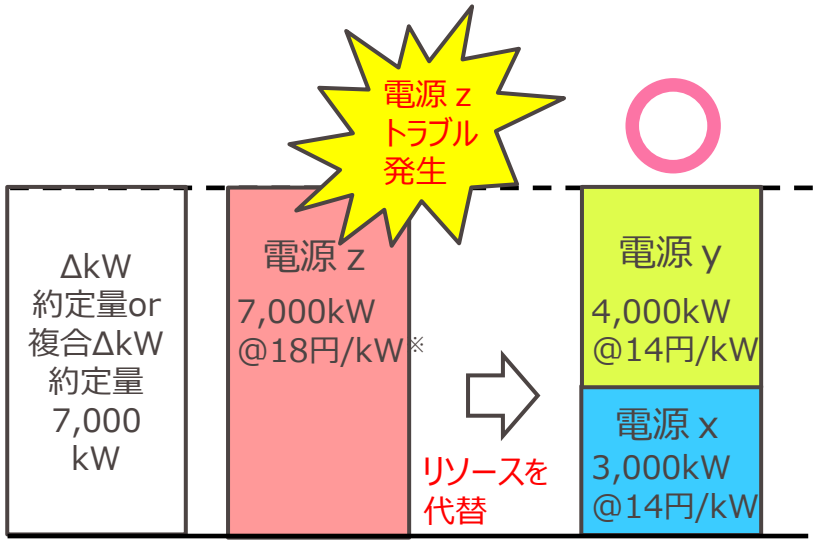
取引規程 第7章 第38条

- 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

（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。

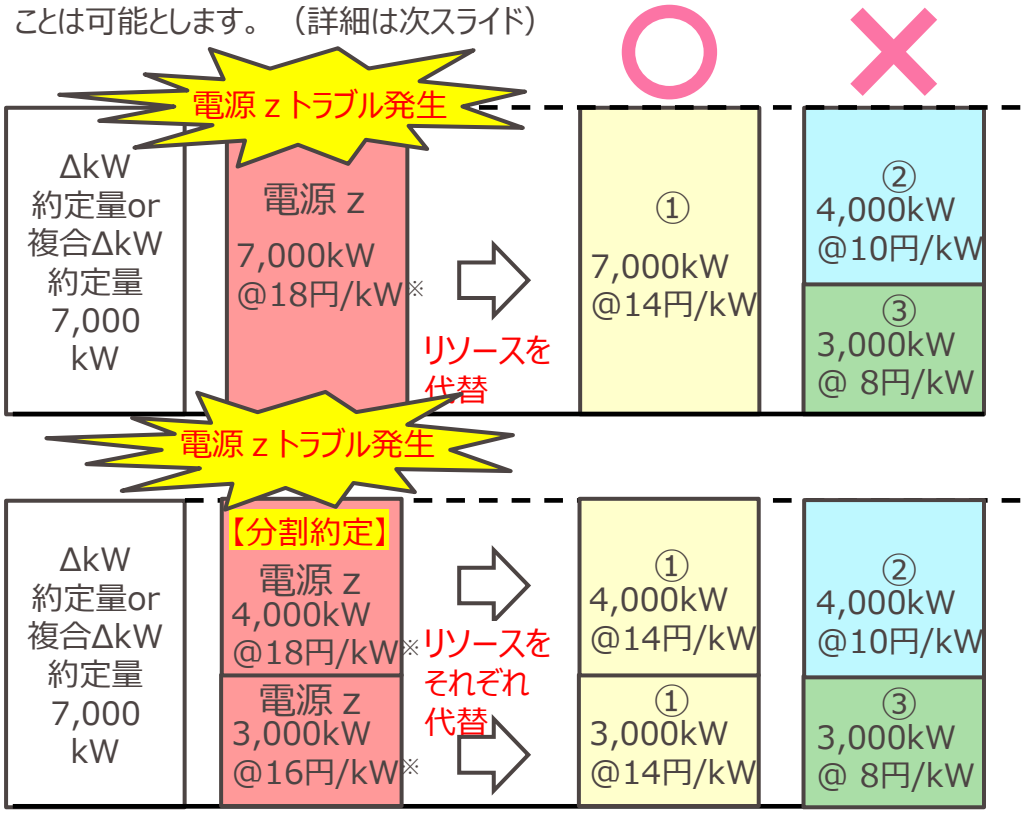


※　差替え後の単独発電機または各リスト・パターンのΔkW約定単価は、差替え後の単独発電機または各リスト・パターンに応じたΔｋW約定単価（関係規程類において望ましいとされる値）に変更する必要があります。

※　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。

◎ 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）



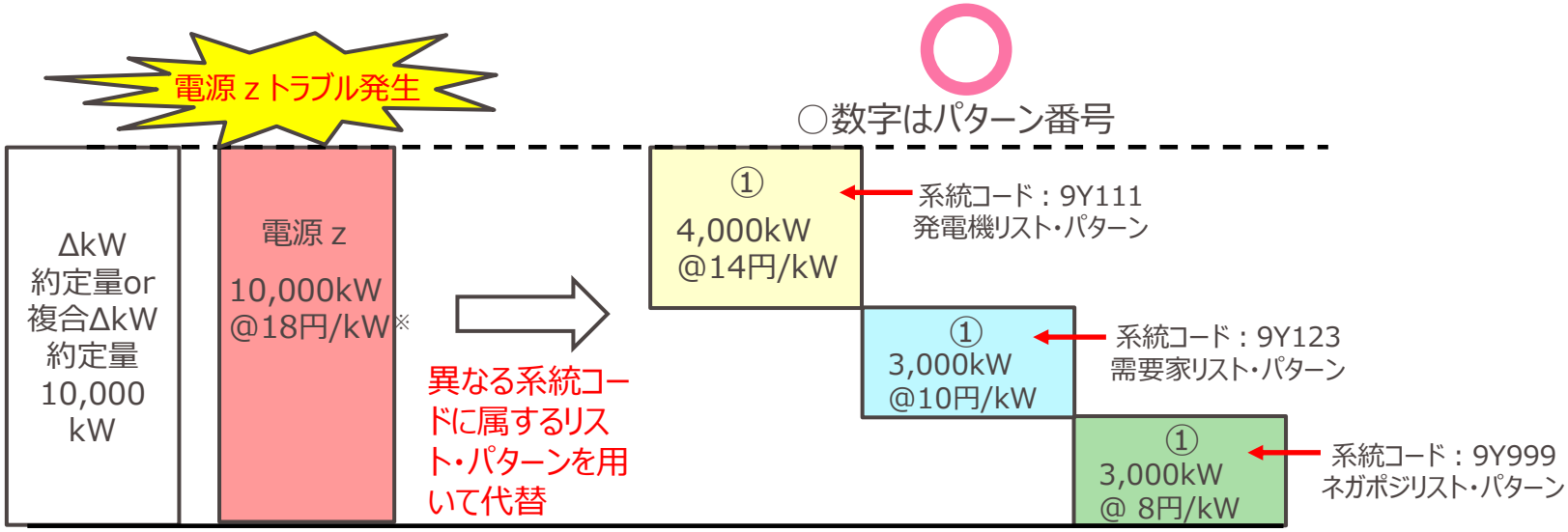
○数字はパターン番号

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

（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 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

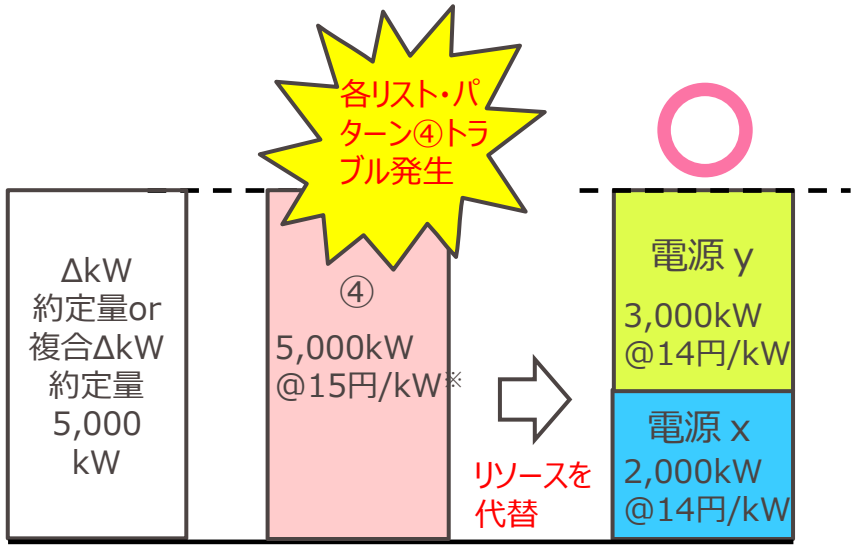
（２）各リスト・パターン

◎ 各リスト・パターン→ 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。

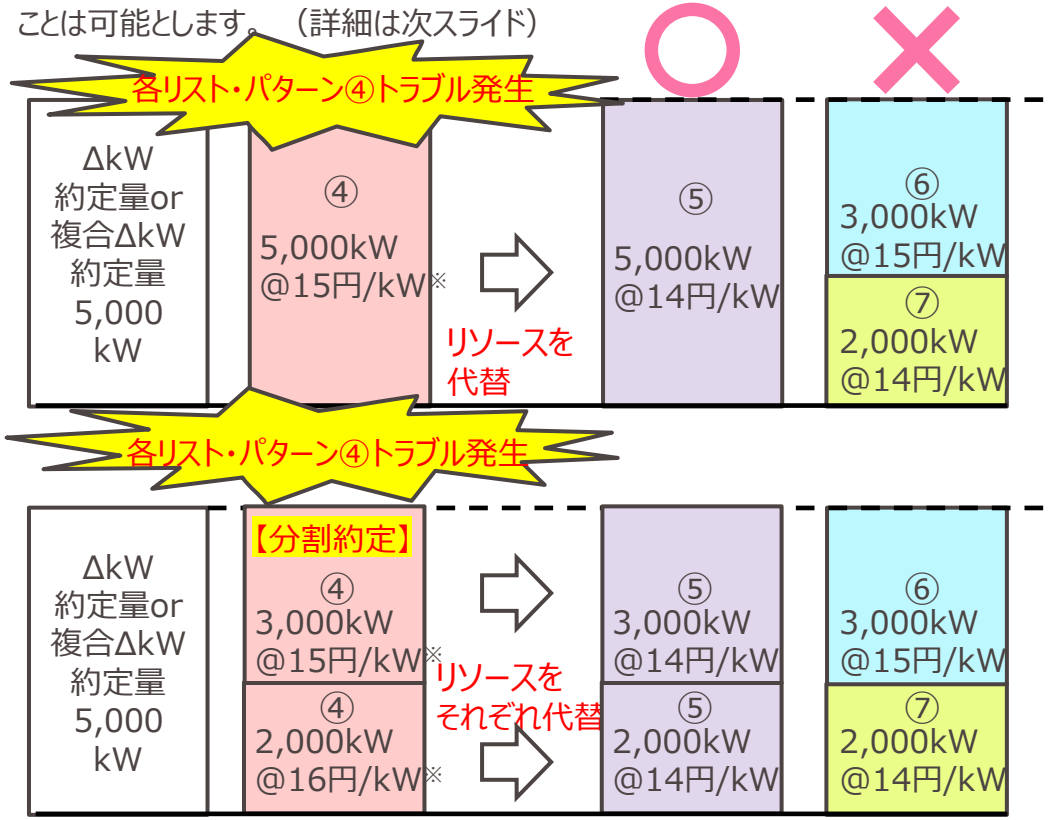
※ ただし、差替え後の単独発電機または各リスト・パターンのΔkW約定単価が差替え前のΔkW約定単価を上回る場合は、差替え前のΔkW約定単価以下の値とする必要があります。



◎ 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

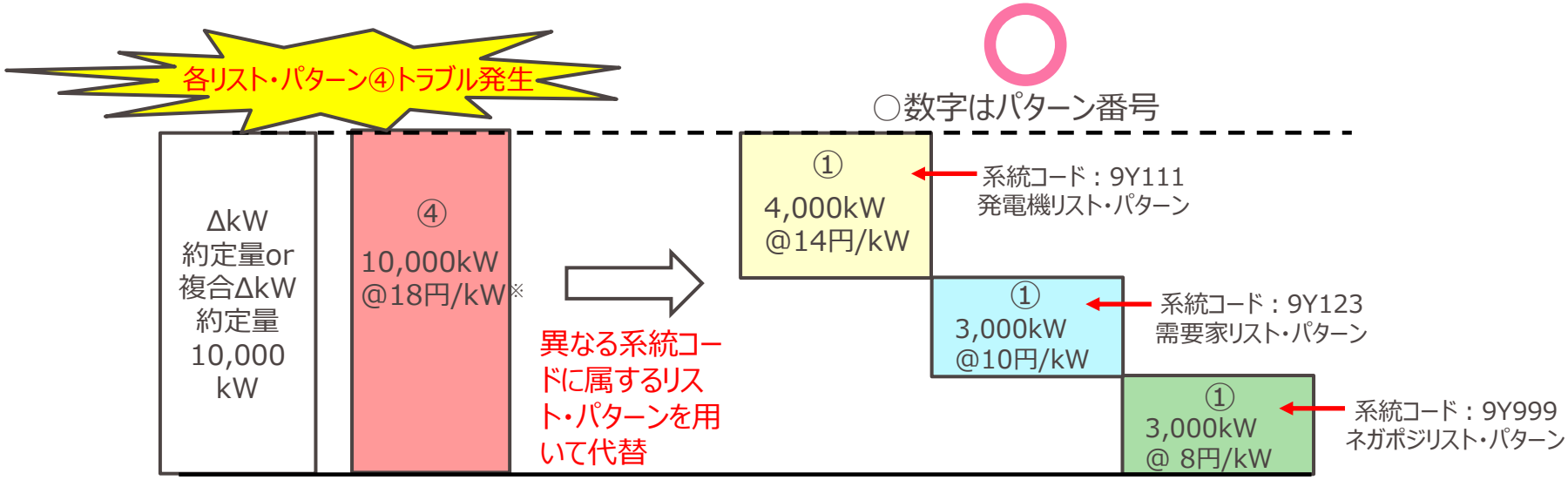
取引規程 第7章 第36条、第37条

2-7. トラブル時の対応　a. リソーストラブル時(7/11)

- 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



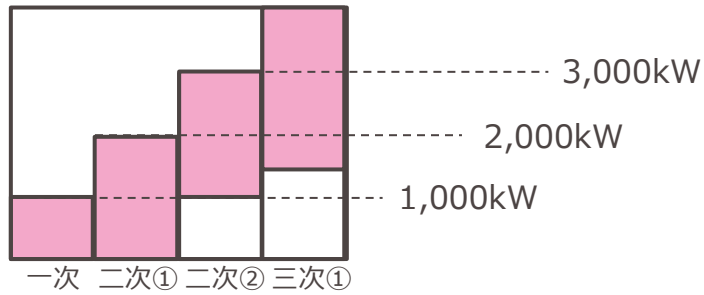
※　差替え後の単独発電機または各リスト・パターンのΔkW約定単価は、差替え後の単独発電機または各リスト・パターンに応じたΔｋW約定単価（関係規程類において望ましいとされる値）に変更する必要があります。

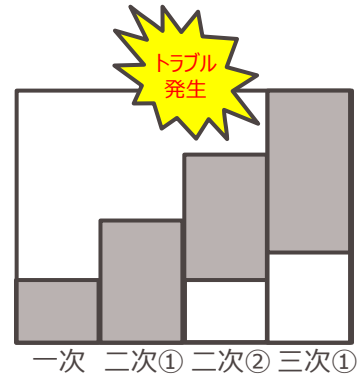
※　ただし、差替え後の単独発電機または各リスト・パターンのΔkW約定単価が差替え前のΔkW約定単価を上回る場合は、差替え前のΔkW約定単価以下の値とする必要があります。

取引規程 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）

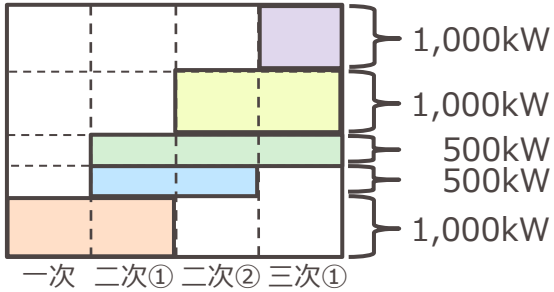




＜機能喪失量＞

一次	二次①	二次②	三次①	複合
1,000	2,000	2,000	2,500	4,000

週間市場商品約定単位



＜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

＜合計＞

一次	二次①	二次②	三次①	複合
1,000	2,000	2,000	2,500	4,000

○週間市場商品約定単位で差替えを実施する必要がございます。
○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。

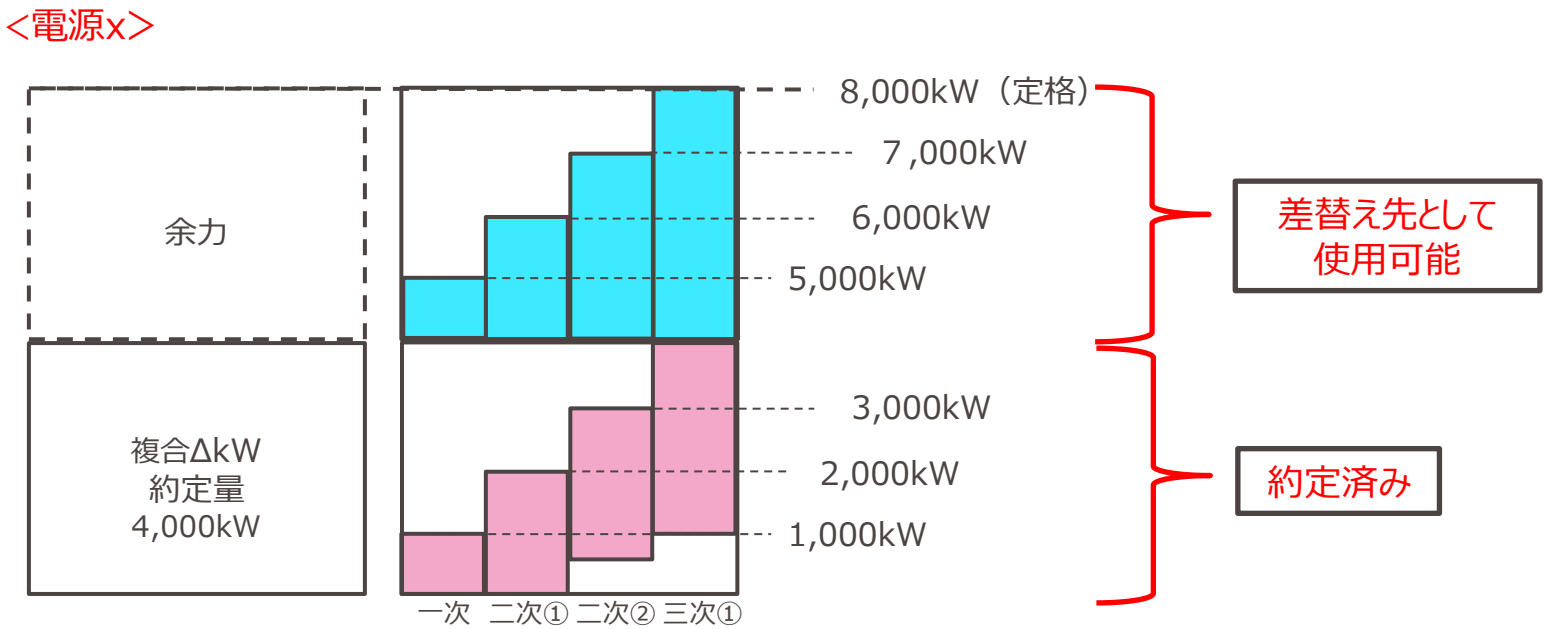
取引規程 第7章 第36条、第37条

三次②	三次①	二次②	二次①	一次	複合

● 別の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2（単独発電機）

余力の範囲内であれば、差替え先として選択いただくことができます。

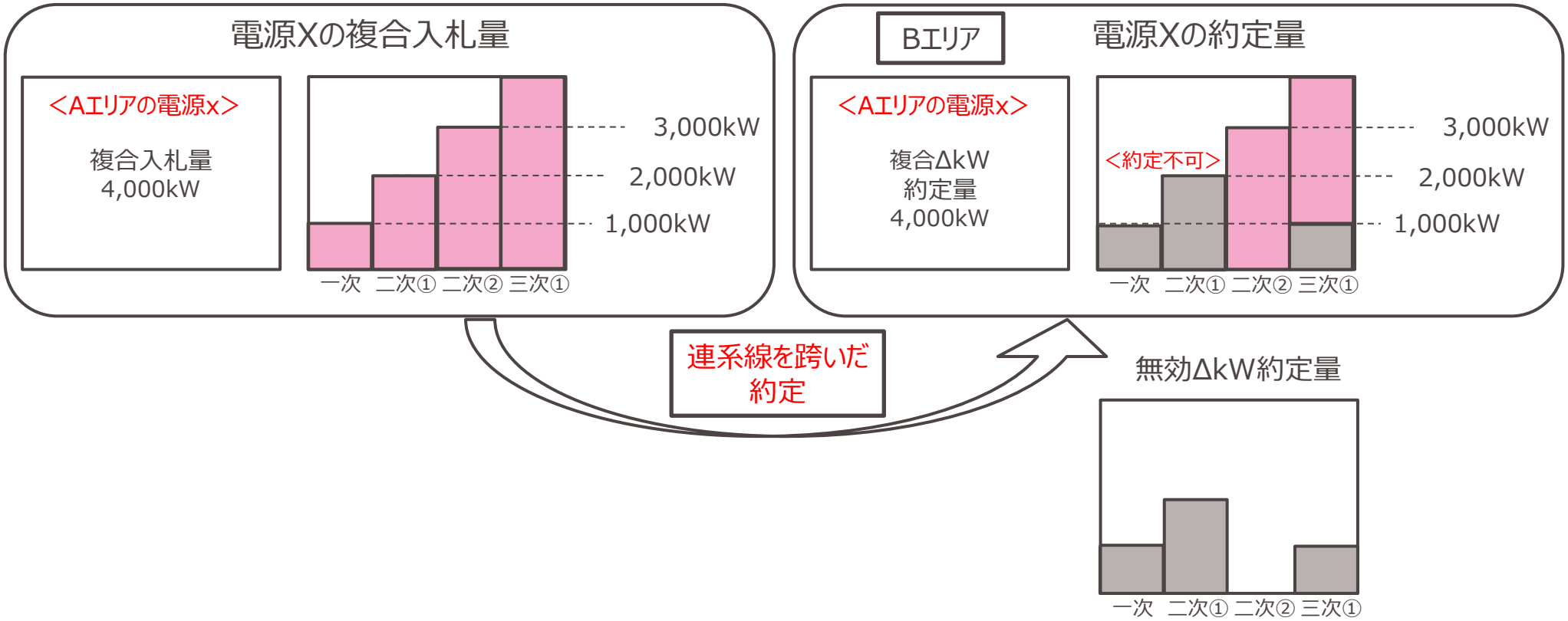


取引規程 第7章 第36条、第37条

- 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。



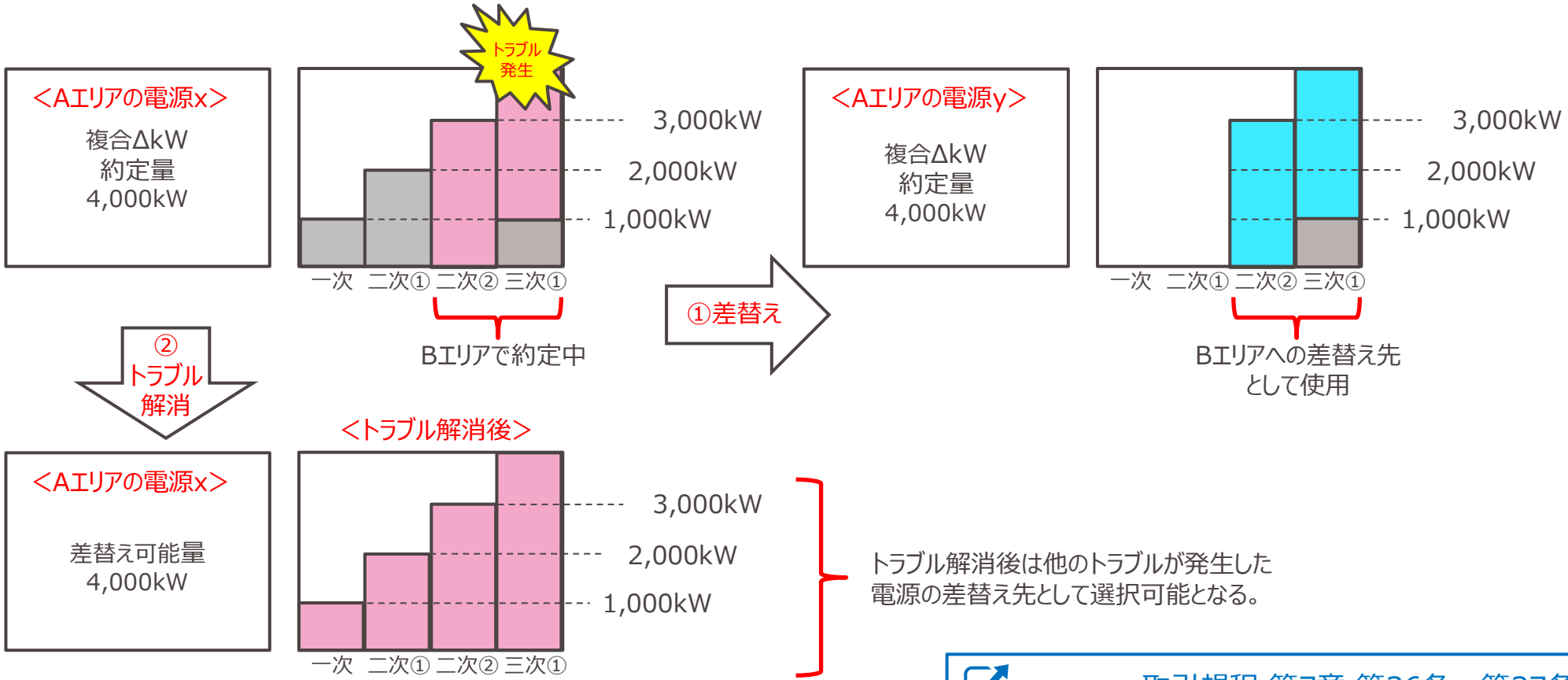
次スライドへ

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）

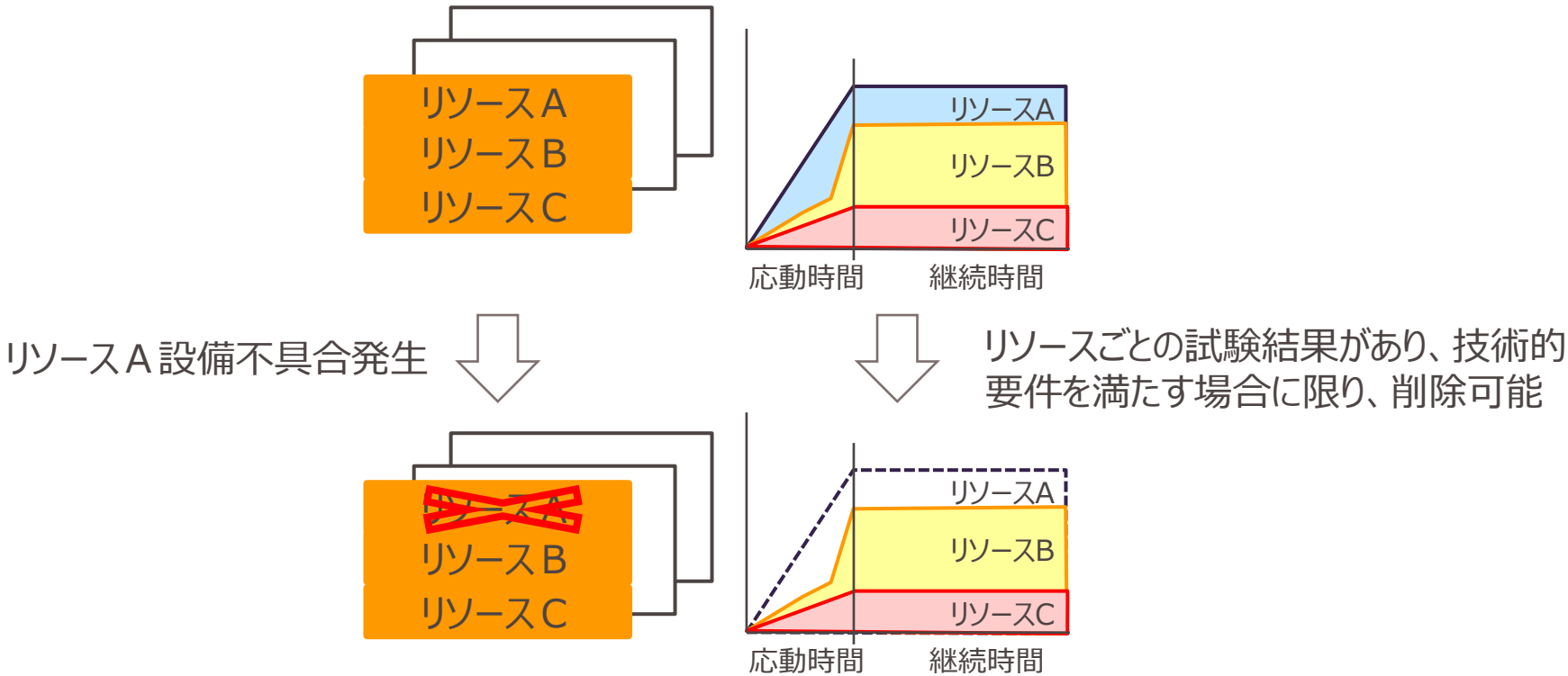
前スライドで、Bエリアに約定したAエリアの電源x（二次調整力②、三次調整力①）にトラブルが発生して，Aエリアの電源yに差替えた後、Aエリアの電源xのトラブルが解消された場合、Aエリアの電源x（一次調整力、二次調整力①、二次調整力②、三次調整力①）を他のトラブルが発生した電源の差替え先として選択することは可能です。



取引規程 第7章 第36条、第37条

2-7. トラブル時の対応　b. 各リスト・パターン見直し

- 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、変更後の新各リスト・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ます。



取引規程 第2章 第19条

２－８．各リスト・パターンの変更

【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、各リスト・パターン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を除き、各リスト・パターンの変更は、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、リソーストラブルに伴う変更申請について】

- リソースのスイッチングやトラブルに伴い、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、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。

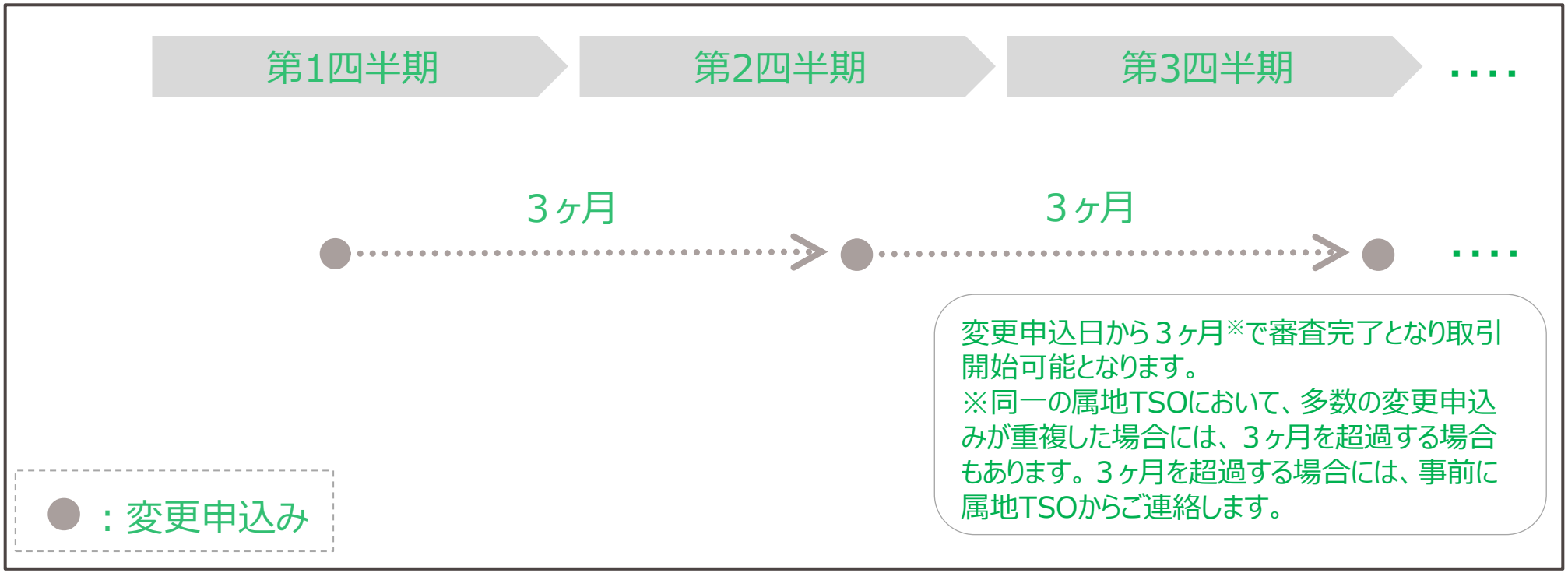
取引規程 第2章 第19条、第3章 第21条

b. 変更を希望する場合のスケジュールについて

修正

- 各リスト・パターンの変更は、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、リソースのスイッチングやトラブルの場合、発生時点で属地TSOにご相談ください。

【各リスト・パターンの変更申込みスケジュール（イメージ）】



取引規程 第2章 第19条、第3章 第21条

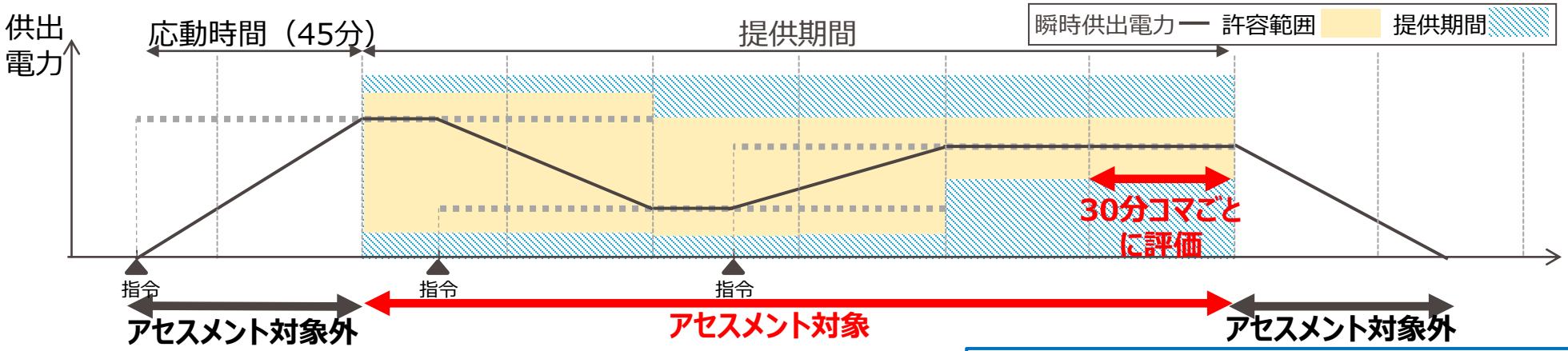
２－９．アセスメント（共通）

2-9. アセスメント　a. 概要

- 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



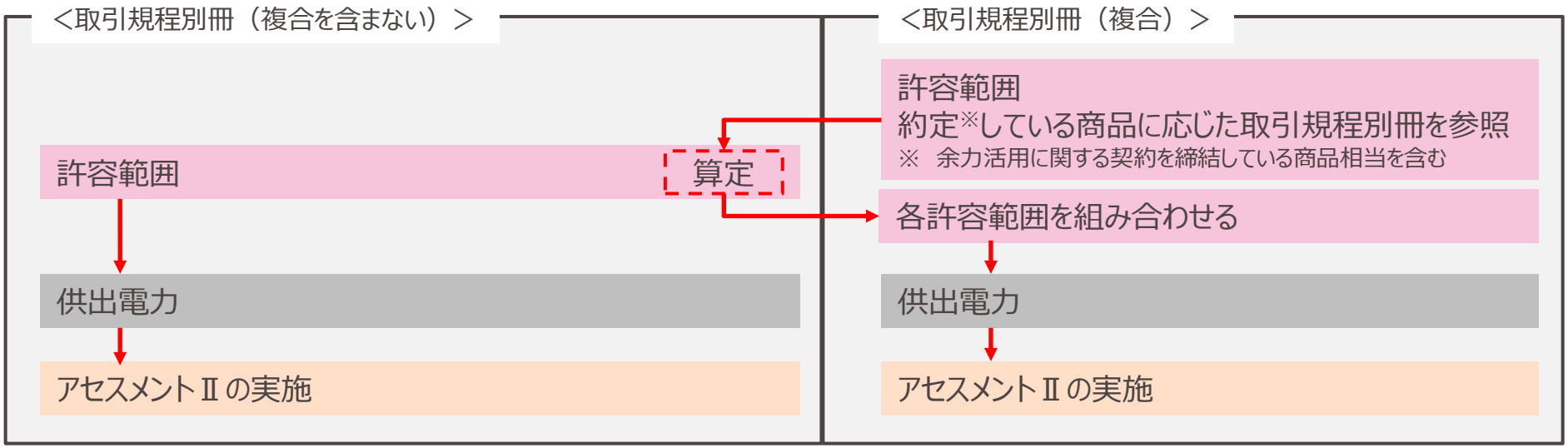
取引規程 第8章 第39条

（補足スライド）取引規程各別冊のアセスメントⅡの考え方

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



（参考） 同一リソースが同一提供期間に異なる商品区分で約定してる場合の指令方法

- 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。

三次②	三次①	二次②	二次①	一次	複合

取引規程 第７章 第35条

別冊（三次調整力②）
アセスメント

2-9. アセスメント　a. アセスメントⅠ(単独発電機)

- 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、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

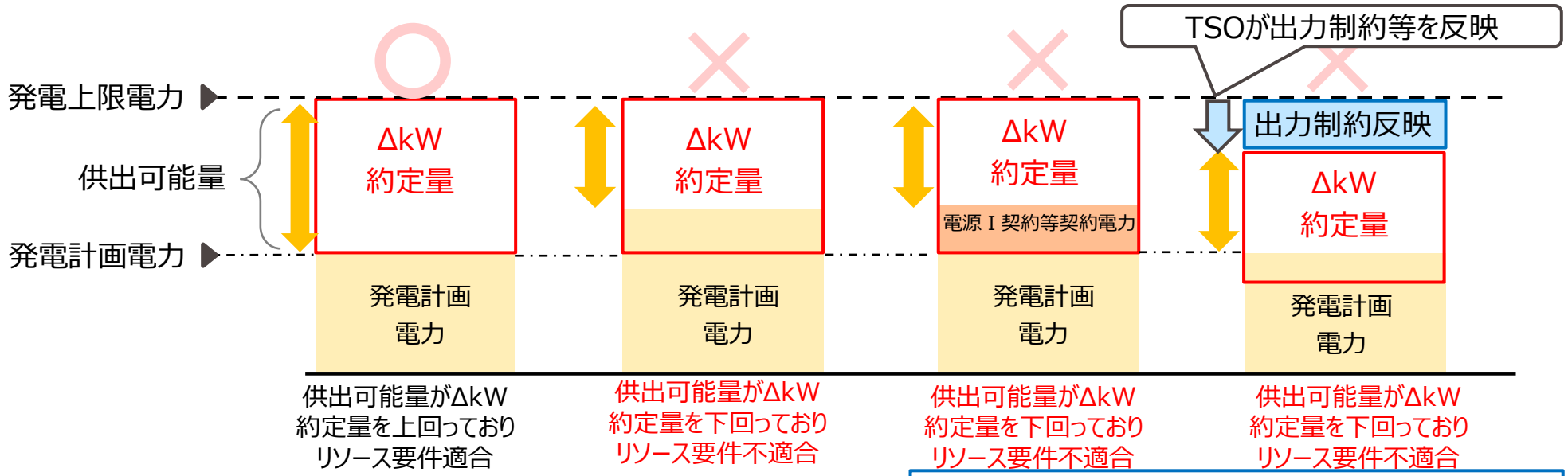
供出可能量＝発電上限電力－発電計画電力－電源Ⅰ契約等契約電力※1

・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－電源Ⅰ契約等契約電力※1 －控除ΔkW約定量※2

※1 電源Ⅰ周波数調整力契約、電源Ⅰ需給バランス調整力契約および電源Ⅰ'厳気象対応調整力契約の契約電力

※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）



取引規程 第8章 第39条

2-9. アセスメント　b.アセスメントⅠ(発電機リスト・パターン)

- 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、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。

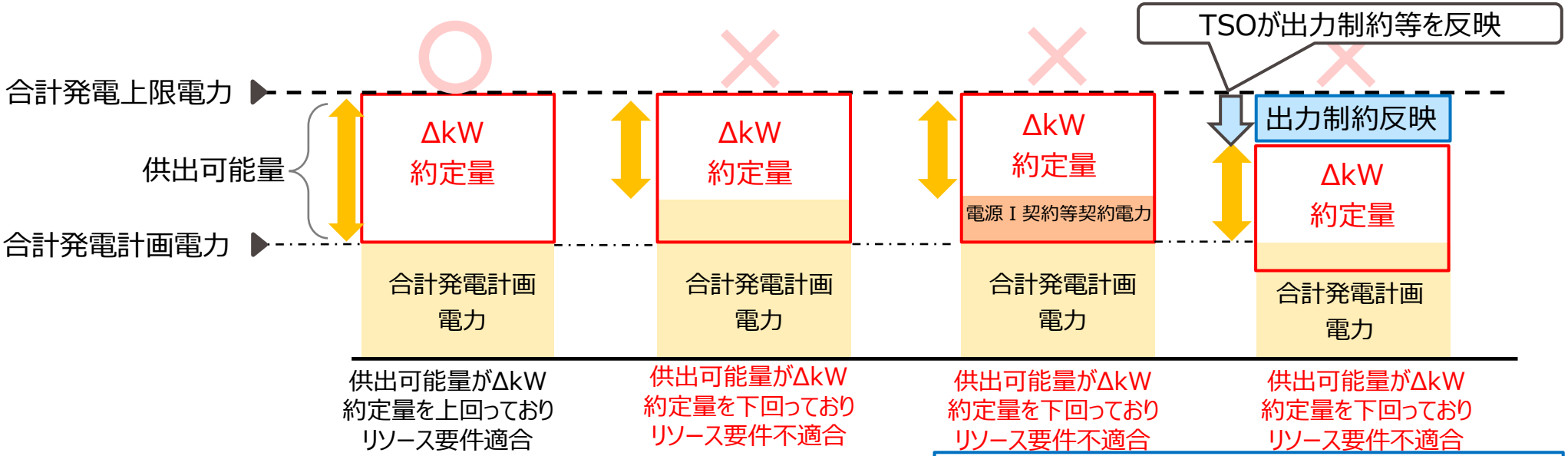
〇発電機リスト・パターンにおけるアセスメントⅠの算定式

・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＝合計発電上限電力－合計発電計画電力－電源Ⅰ契約等契約電力※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＝合計発電上限電力－合計発電計画電力－電源Ⅰ契約等契約電力※1 －控除ΔkW約定量※2

※1 電源Ⅰ周波数調整力契約、電源Ⅰ需給バランス調整力契約および電源Ⅰ'厳気象対応調整力契約の契約電力

※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



取引規程 第8章 第39条

- 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。

〇需要家リスト・パターン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

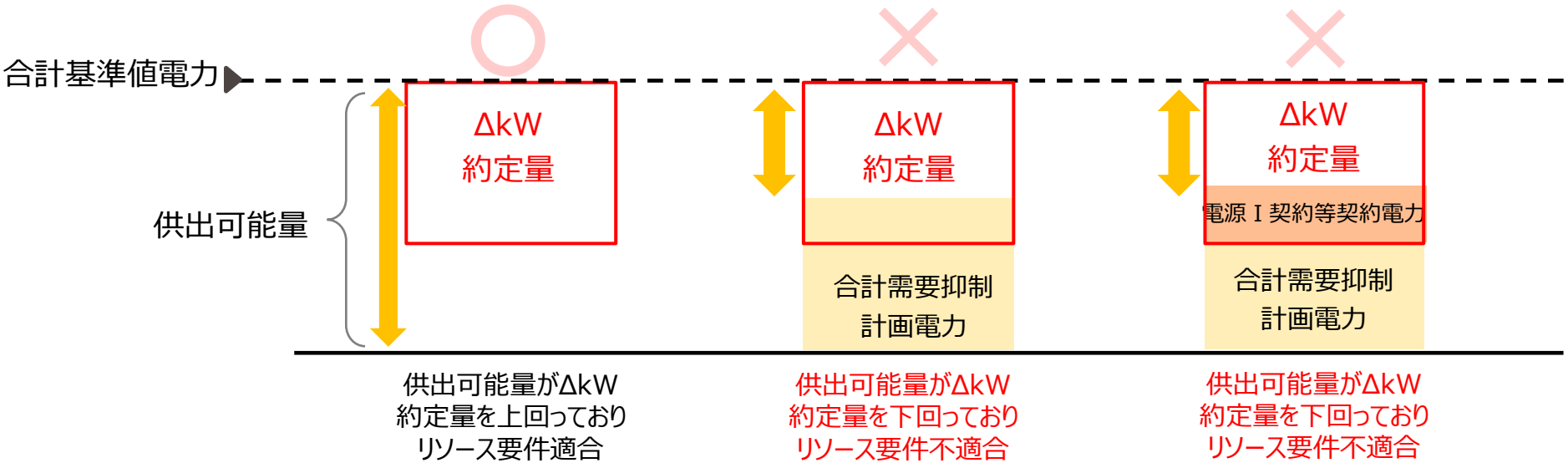
供出可能量＝合計基準値電力－合計需要抑制計画電力－電源Ⅰ契約等契約電力※1

・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＝合計基準値電力－合計需要抑制計画電力－電源Ⅰ契約等契約電力※1 －控除ΔkW約定量※2

※1 電源Ⅰ周波数調整力契約、電源Ⅰ需給バランス調整力契約および電源Ⅰ'厳気象対応調整力契約の契約電力

※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



取引規程 第8章 第39条

2-9. アセスメント　d.アセスメントⅠ(ネガポジリスト・パターン)

- 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、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。

〇ネガポジリスト・パターン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

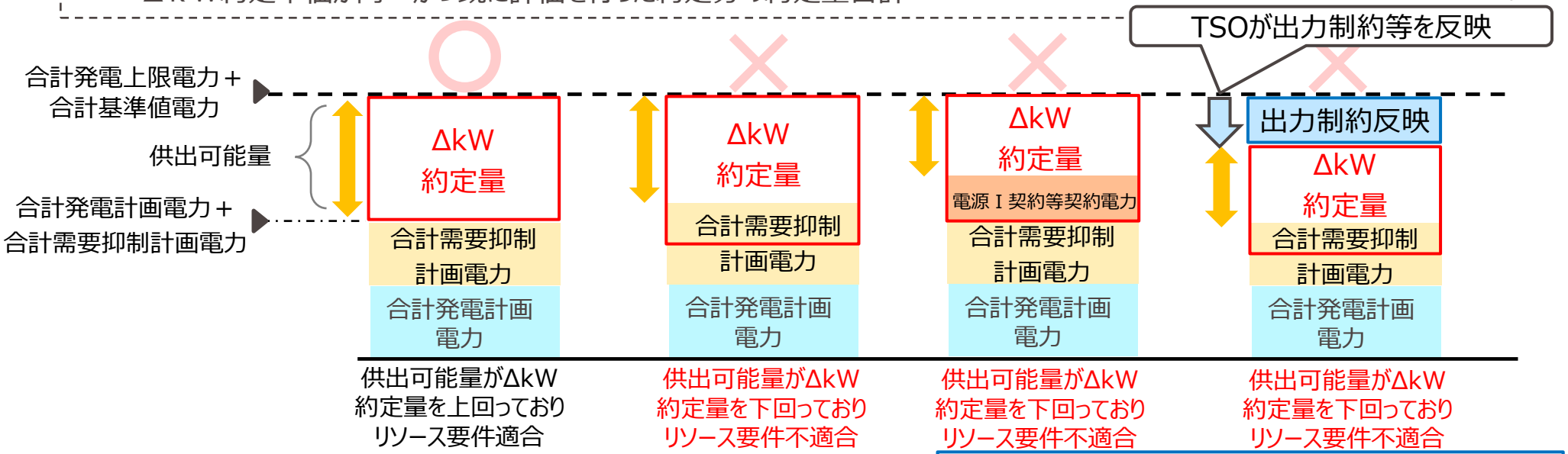
供出可能量＝（合計発電上限電力－合計発電計画電力）＋（合計基準値電力－合計需要抑制計画電力）
－電源Ⅰ契約等契約電力※1

・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＝（合計発電上限電力－合計発電計画電力）＋（合計基準値電力－合計需要抑制計画電力）
－電源Ⅰ契約等契約電力※1　－控除ΔkW約定量※2

※1 電源Ⅰ周波数調整力契約、電源Ⅰ需給バランス調整力契約および電源Ⅰ'厳気象対応調整力契約の契約電力

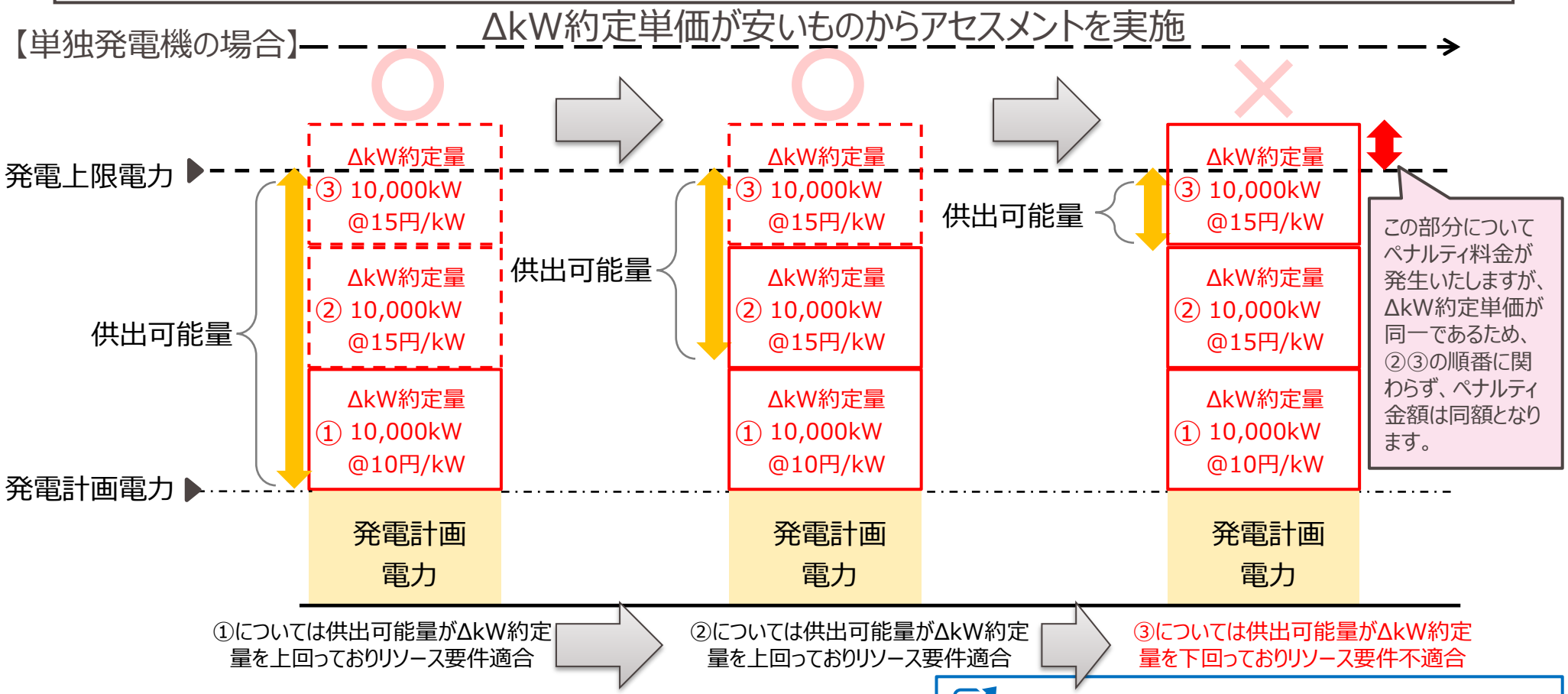
※2 当該リソースにおいて評価対象約定分のΔkW約定単価よりΔkW約定単価が安い約定分および評価対象の約定分とΔｋＷ約定単価が同一かつ既に評価を行った約定分の約定量合計



取引規程 第8章 第39条

（参考）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のアセスメントⅠ

- 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。

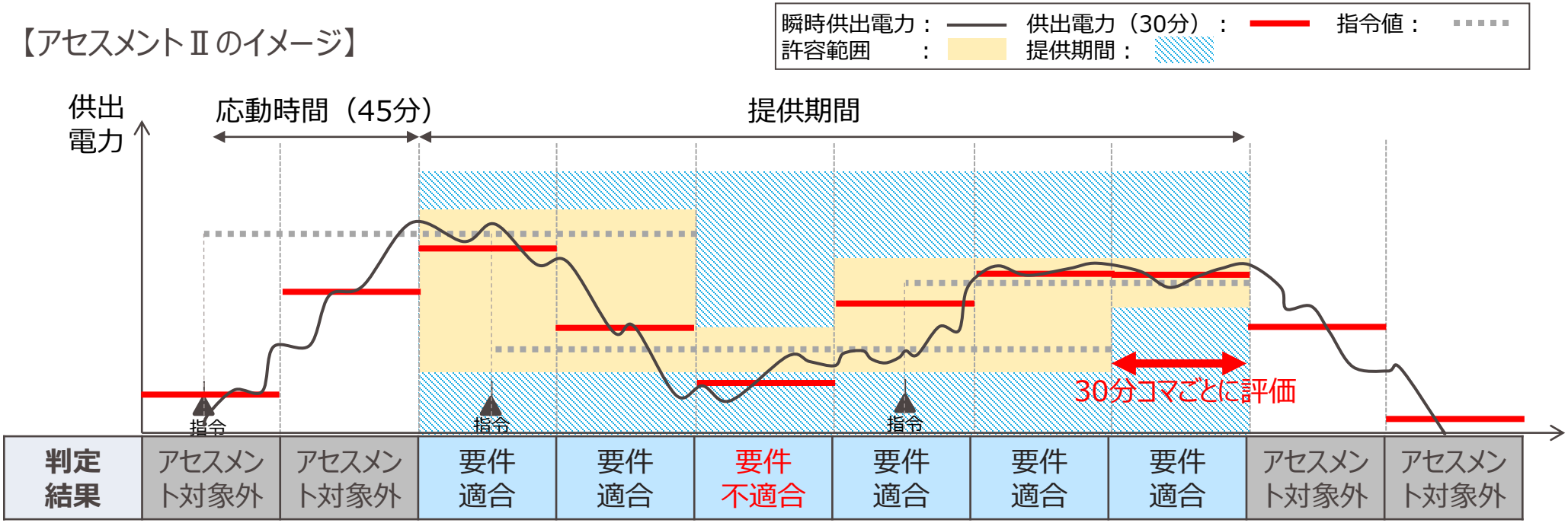


取引規程 第8章 第39条

e. アセスメントⅡ(1/9)

- 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】



取引規程 第8章 第39条

e. アセスメントⅡ(2/9)

- 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して扱います。
- 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して扱います。
- また、供出電力（30分）が、欠測等により託送計量器により計量された電力量と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。

取引規程 第8章 第39条

e. アセスメントⅡ(3/9)

- 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45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。

〇許容範囲の算定式

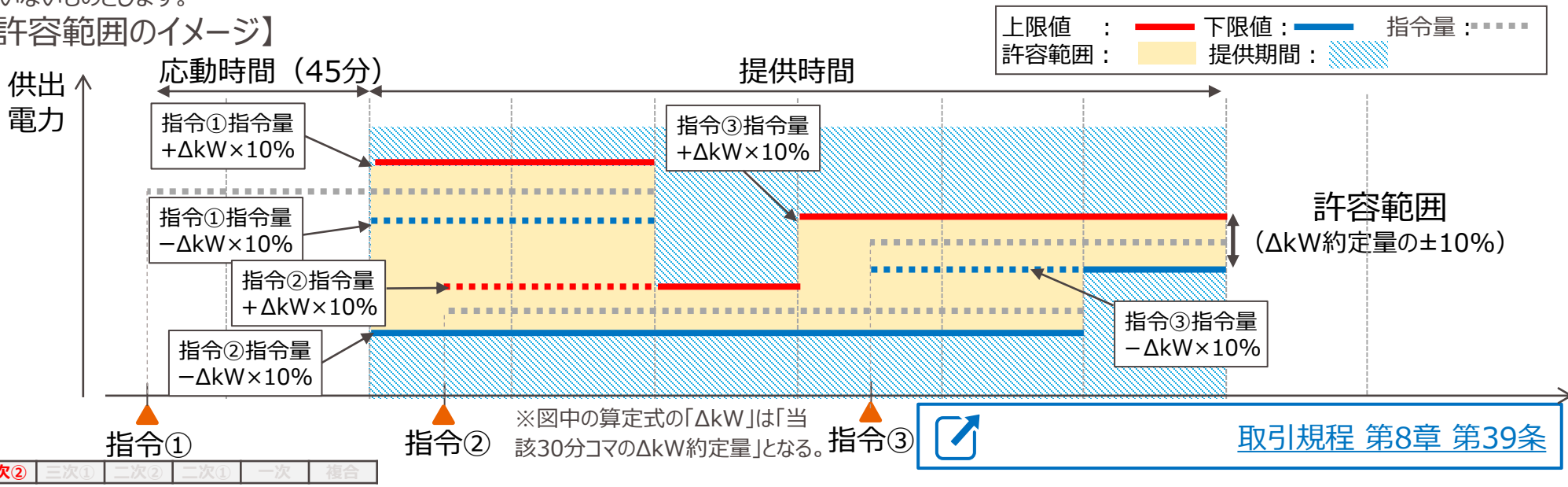
①指令値変更に伴う応動時間を含まない場合
- 下限値：指令量－当該30分コマのΔｋＷ約定量×10%
- 上限値：指令量＋当該30分コマのΔｋＷ約定量×10%

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ΔｋＷ約定量×10%
- 上限値：変更後指令量＋当該30分コマのΔｋＷ約定量×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ΔｋＷ約定量×10%
- 上限値：変更前指令量＋当該30分コマのΔｋＷ約定量×10%

※指令の対象の30分コマに対して45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】



取引規程 第8章 第39条

e. アセスメントⅡ(4/9)

- 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45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。

〇許容範囲の算定式

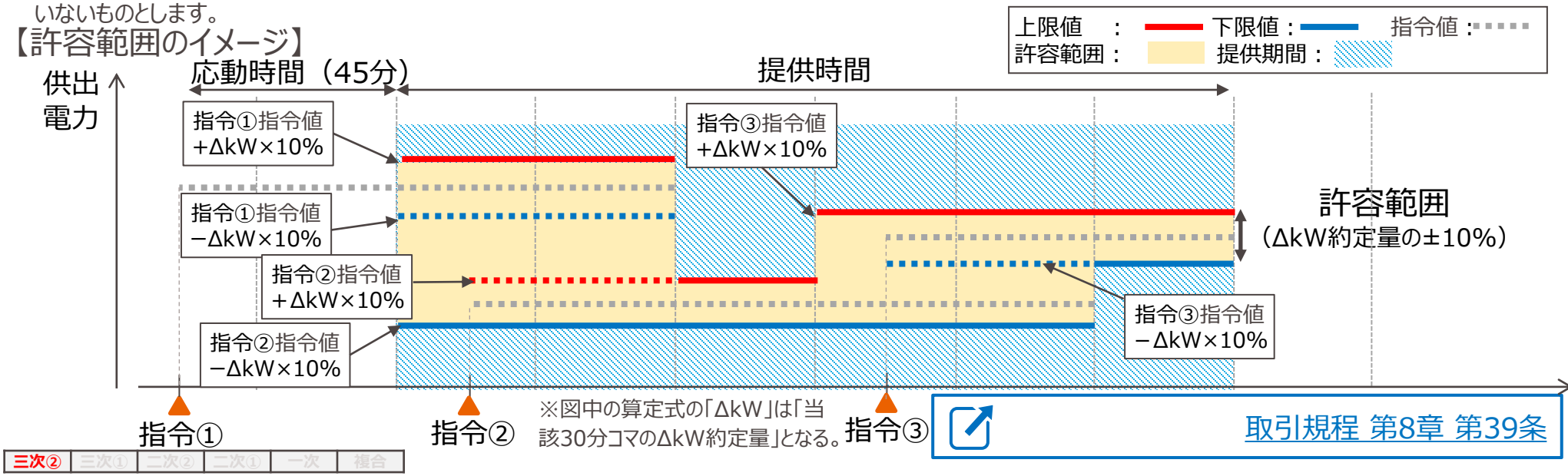
①指令値変更に伴う応動時間を含まない場合
- 下限値：指令値－当該30分コマのΔｋW約定量×10%
- 上限値：指令値＋当該30分コマのΔｋW約定量×10%

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ΔｋW約定量×10%
- 上限値：変更後指令値＋当該30分コマのΔｋW約定量×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ΔｋW約定量×10%
- 上限値：変更前指令値＋当該30分コマのΔｋW約定量×10%

※指令の対象の30分コマに対して45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】



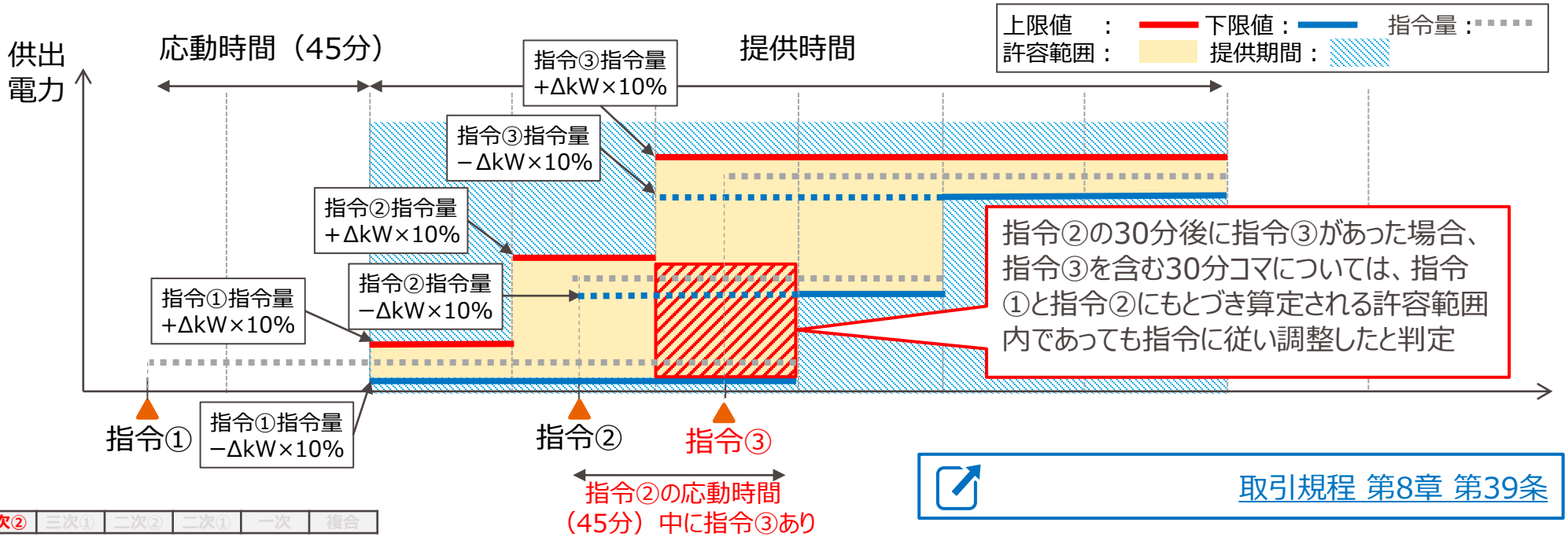
取引規程 第8章 第39条

● 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。

〇許容範囲の算定

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】



取引規程 第8章 第39条

- 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。

〇許容範囲の算定式

①指令値変更に伴う応動時間を含まない場合

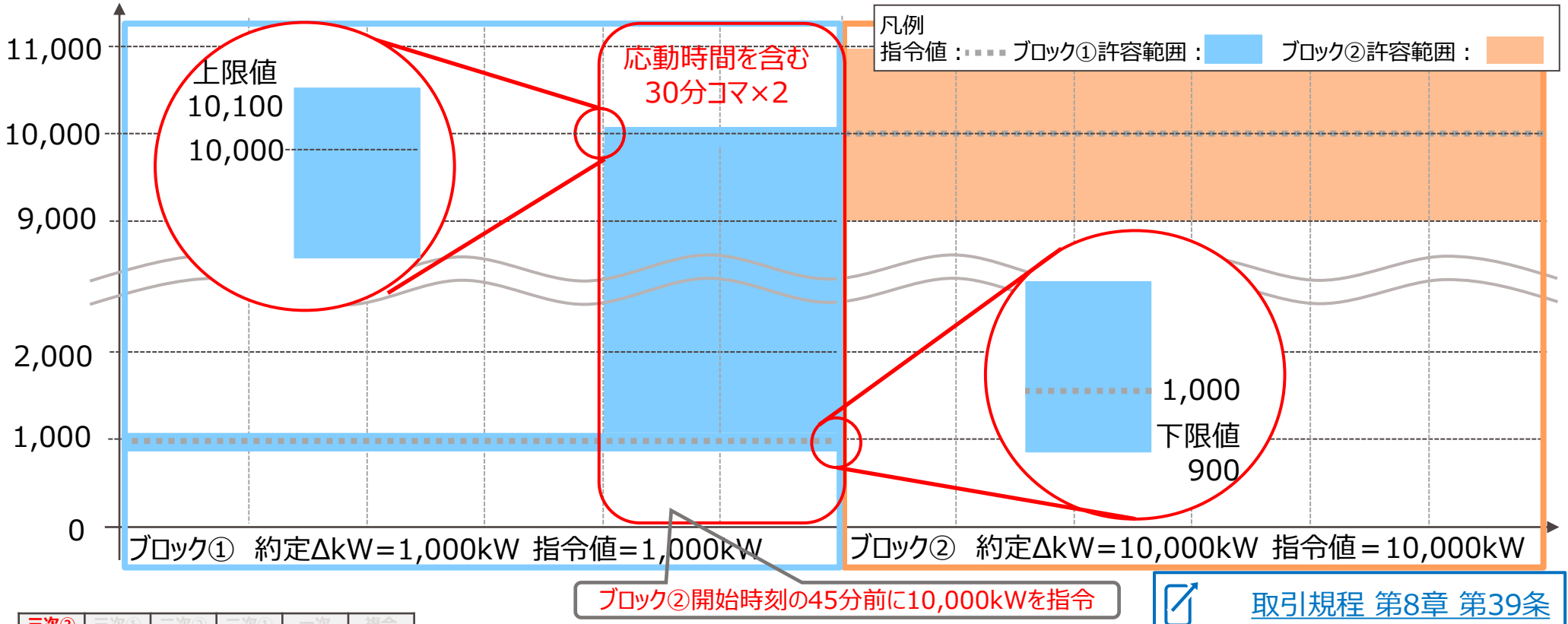
下限値：指令量－当該30分コマΔｋW約定量×10%，　上限値：指令量＋当該30分コマΔｋW約定量×10%

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×10%，上限値：変更後指令量＋当該30分コマΔｋW約定量×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×10%，上限値：変更前指令量＋当該30分コマΔｋW約定量×10%

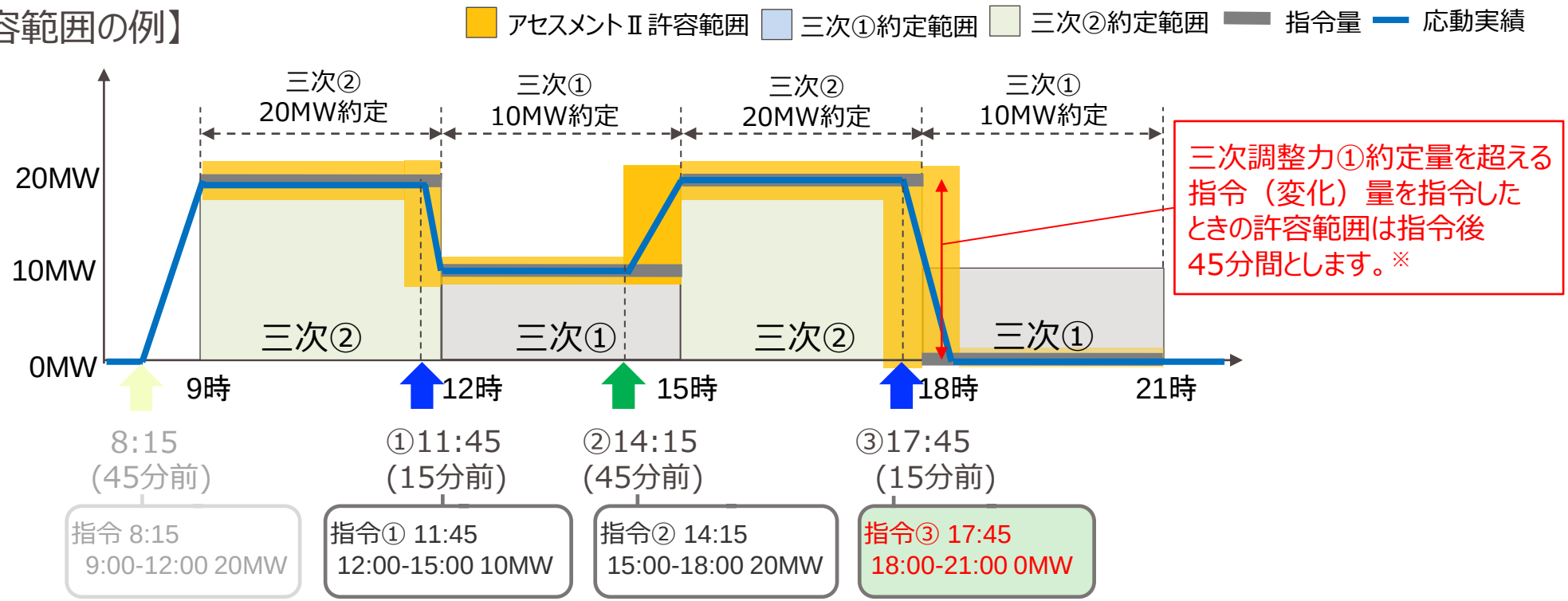


取引規程 第8章 第39条

2-9. アセスメント　e. アセスメントⅡ(7/9)

- 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・パターンまたは電源Ⅱ契約等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45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45分間とします。※

【許容範囲の例】



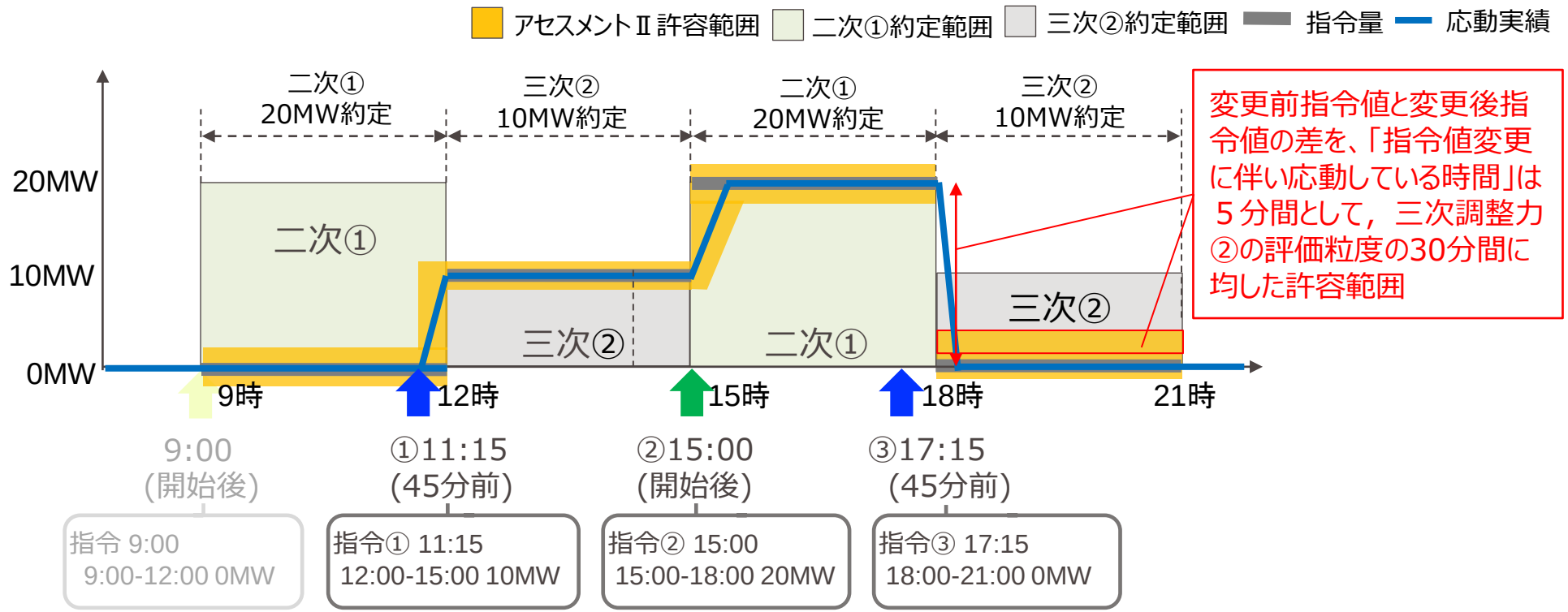
※三次調整力①→二次調整力②に連続約定した場合は、15分間となります。

取引規程 第７章 第35条、第8章 第39条

（参考） 三次調整力②の提供期間の前に二次調整力①に連続で約定している場合のアセスメントⅡについて

- 同一リソースが電源Ⅱ契約等または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】



取引規程 第７章 第35条、第8章 第39条

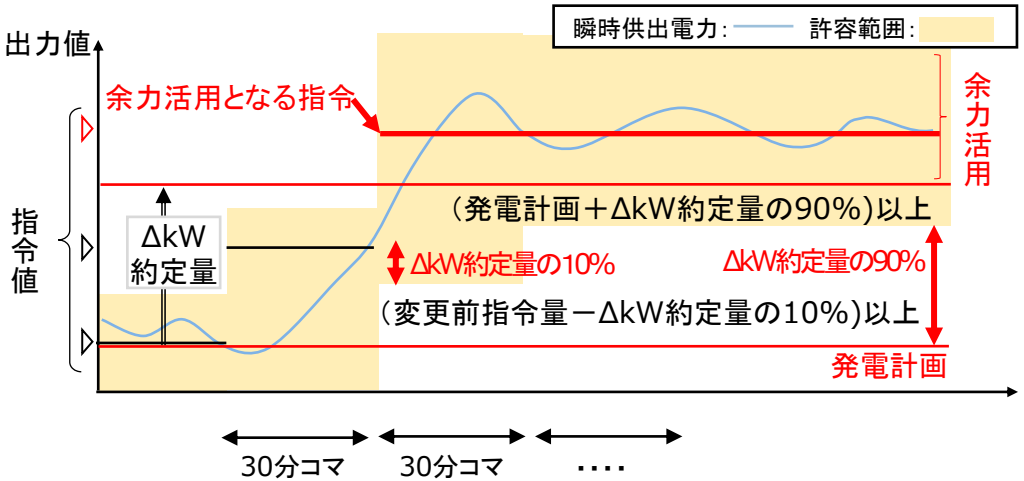
- 約定したリソースが電源Ⅱ契約等または余力活用に関する契約を締結しΔｋW約定量以上の余力の部分を使用した場合、または第26条（取引対象のΔｋW）に定めるΔｋWの要件を超えて指令を行った場合は、アセスメントⅡの対象外といたします。
- ただし、ΔｋWの約定量の範囲内で属地TSOの指令に従い実際に調整していることを確認できない場合はこの限りでないものとします。

ΔｋW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。

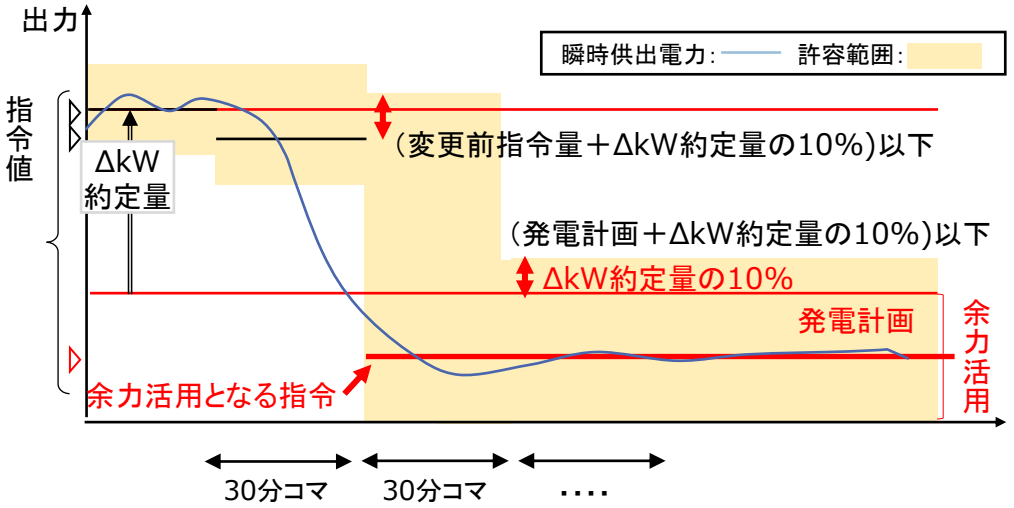
①発電計画電力を基準としてΔkW約定量の範囲外に上げ指令を行った場合の許容範囲

（変更前指令値－ΔkW約定量の10%）もしくは
（発電計画＋ΔkW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＋ΔkW約定量の10%）もしくは
（発電計画＋ΔkW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。

取引規程 第8章 第39条

e. アセスメントⅡ(9/9)

- 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。
  - ■ 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。

取引規程 第8章 第39条

別冊（三次調整力①）
アセスメント

2-9. アセスメント　a. アセスメントⅠ(単独発電機)

- 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、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

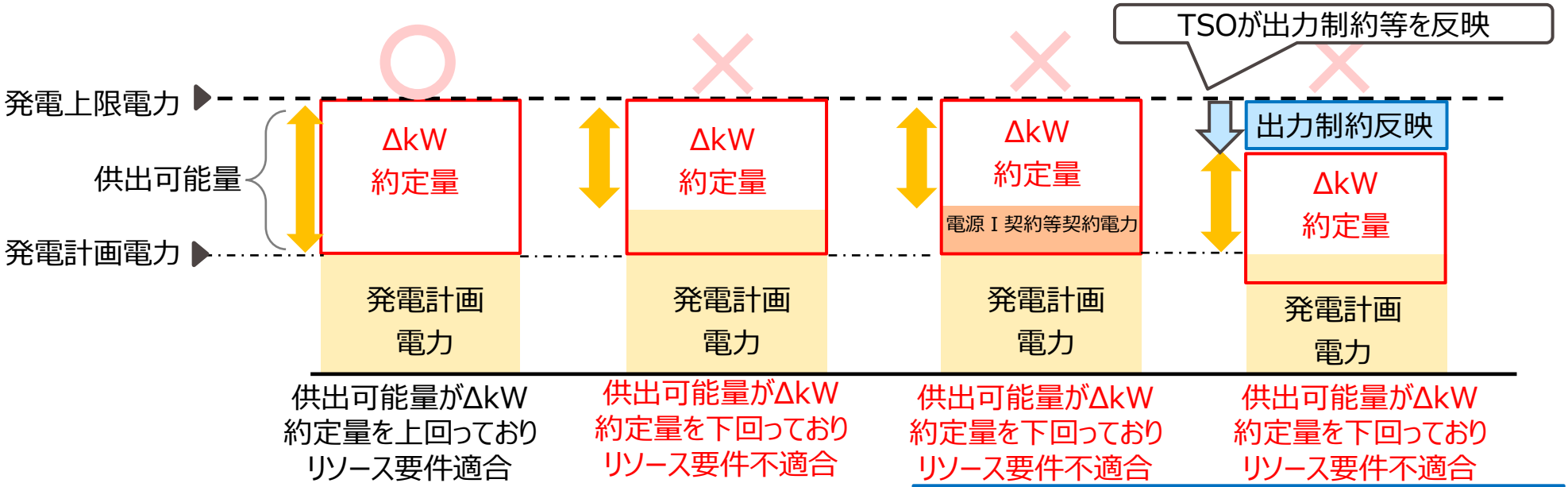
供出可能量＝発電上限電力－発電計画電力－電源Ⅰ契約等契約電力※1

・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－電源Ⅰ契約等契約電力※1－控除ΔkW約定量※2

※1 電源Ⅰ周波数調整力契約、電源Ⅰ需給バランス調整力契約および電源Ⅰ'厳気象対応調整力契約の契約電力

※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）



取引規程 第8章 第39条

2-9. アセスメント　b.アセスメントⅠ(発電機リスト・パターン)

- 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、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。

〇発電機リスト・パターン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

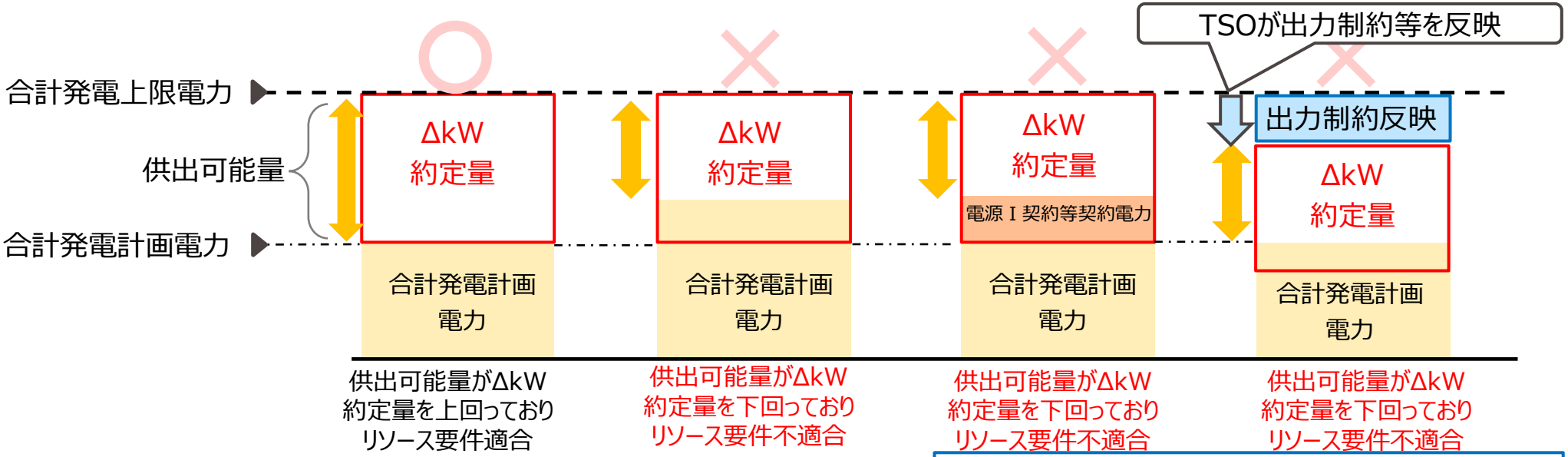
供出可能量＝合計発電上限電力－合計発電計画電力－電源Ⅰ契約等契約電力※1

・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＝合計発電上限電力－合計発電計画電力－電源Ⅰ契約等契約電力※1 －控除ΔkW約定量※2

※1 電源Ⅰ周波数調整力契約、電源Ⅰ需給バランス調整力契約および電源Ⅰ'厳気象対応調整力契約の契約電力

※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



取引規程 第8章 第39条

2-9. アセスメント　c.アセスメントⅠ(需要家リスト・パターン)

- 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。

〇需要家リスト・パターン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

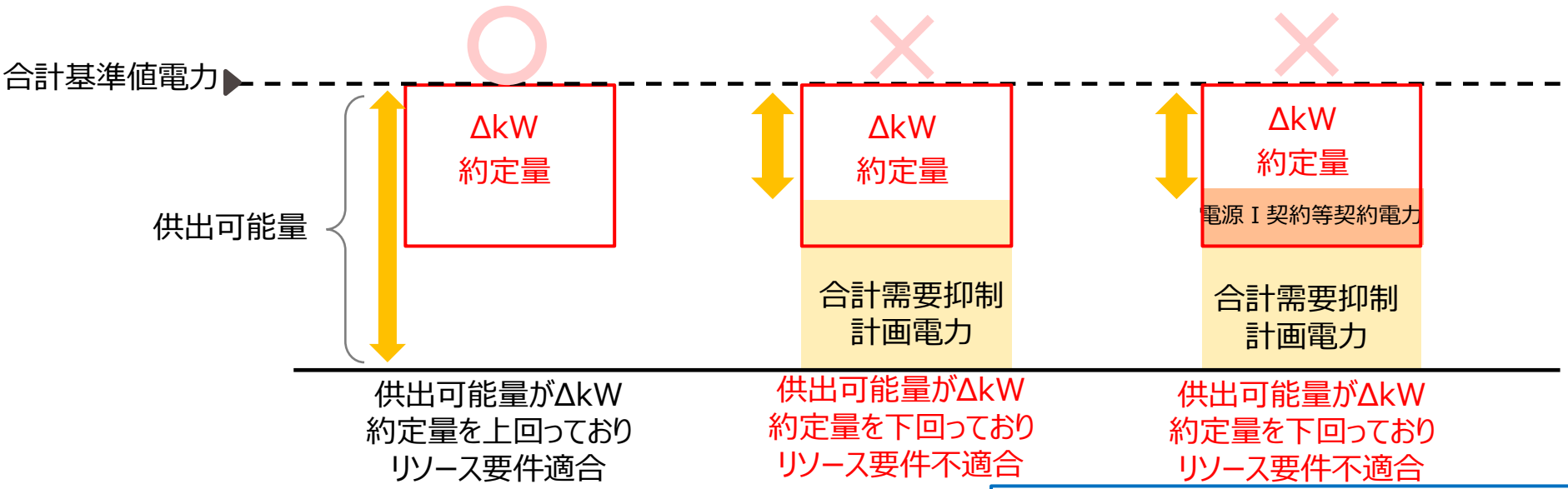
供出可能量＝合計基準値電力－合計需要抑制計画電力－電源Ⅰ契約等契約電力※1

・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＝合計基準値電力－合計需要抑制計画電力－電源Ⅰ契約等契約電力※1－控除ΔkW約定量※2

※1 電源Ⅰ周波数調整力契約、電源Ⅰ需給バランス調整力契約および電源Ⅰ'厳気象対応調整力契約の契約電力

※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



取引規程 第8章 第39条

2-9. アセスメント　d.アセスメントⅠ(ネガポジリスト・パターン)

- 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、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。

〇ネガポジリスト・パターン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

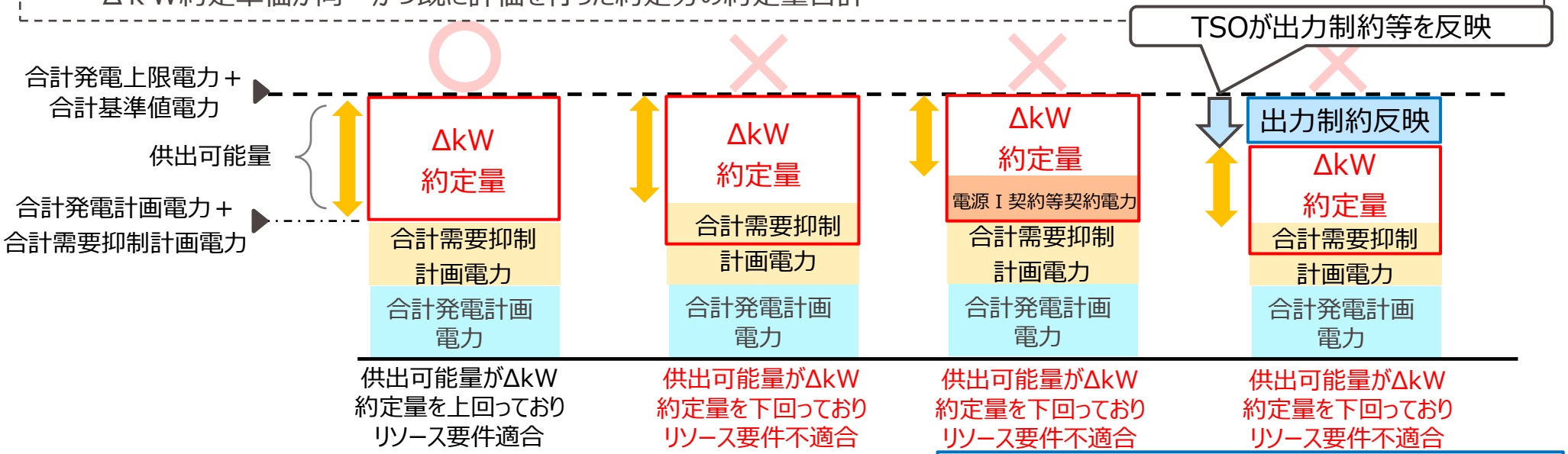
供出可能量＝（合計発電上限電力－合計発電計画電力）＋（合計基準値電力－合計需要抑制計画電力）
－電源Ⅰ契約等契約電力※1

・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＝（合計発電上限電力－合計発電計画電力）＋（合計基準値電力－合計需要抑制計画電力）
－電源Ⅰ契約等契約電力※1　－控除ΔkW約定量※2

※1 電源Ⅰ周波数調整力契約、電源Ⅰ需給バランス調整力契約および電源Ⅰ'厳気象対応調整力契約の契約電力

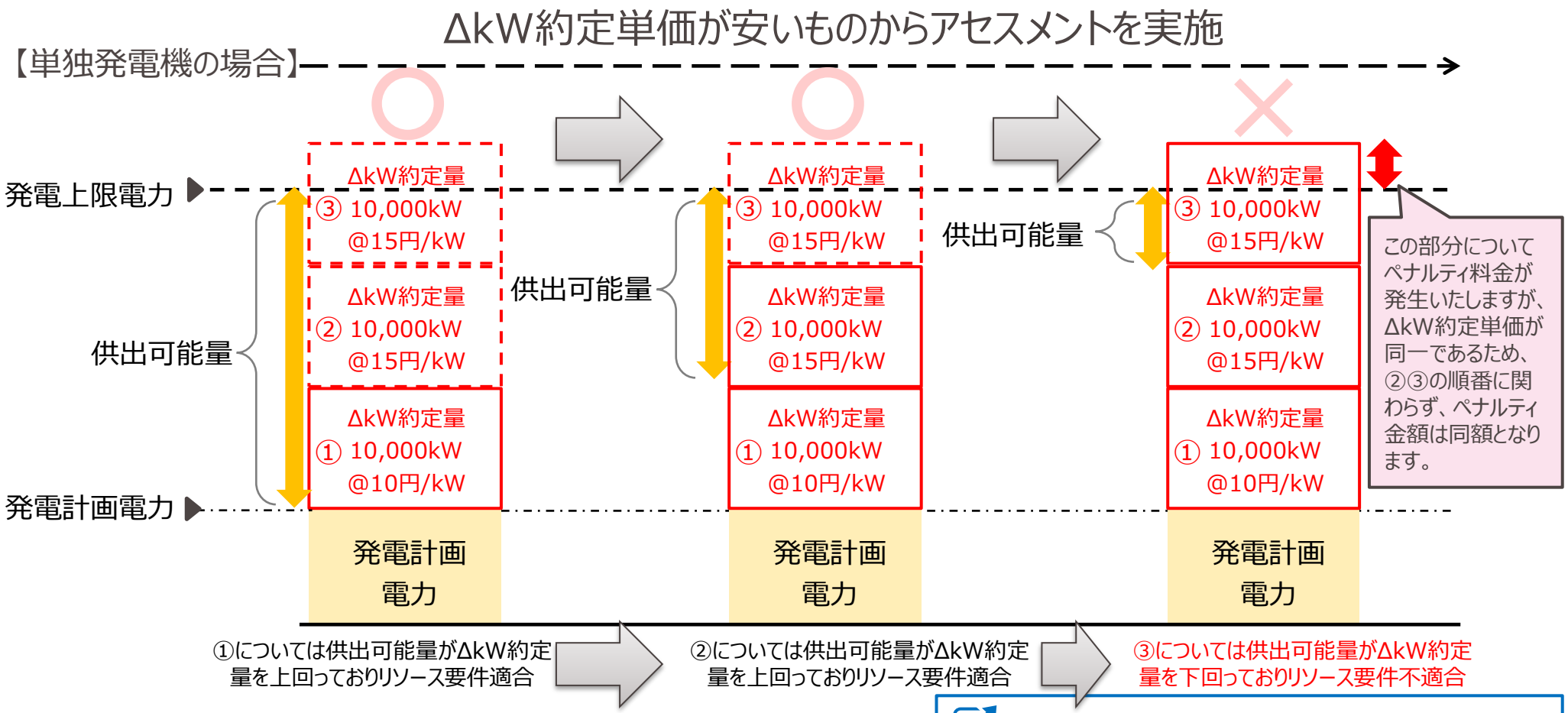
※2 当該リソースにおいて評価対象約定分のΔkW約定単価よりΔkW約定単価が安い約定分および評価対象の約定分とΔｋＷ約定単価が同一かつ既に評価を行った約定分の約定量合計



取引規程 第8章 第39条

（参考）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のアセスメントⅠ

- 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。

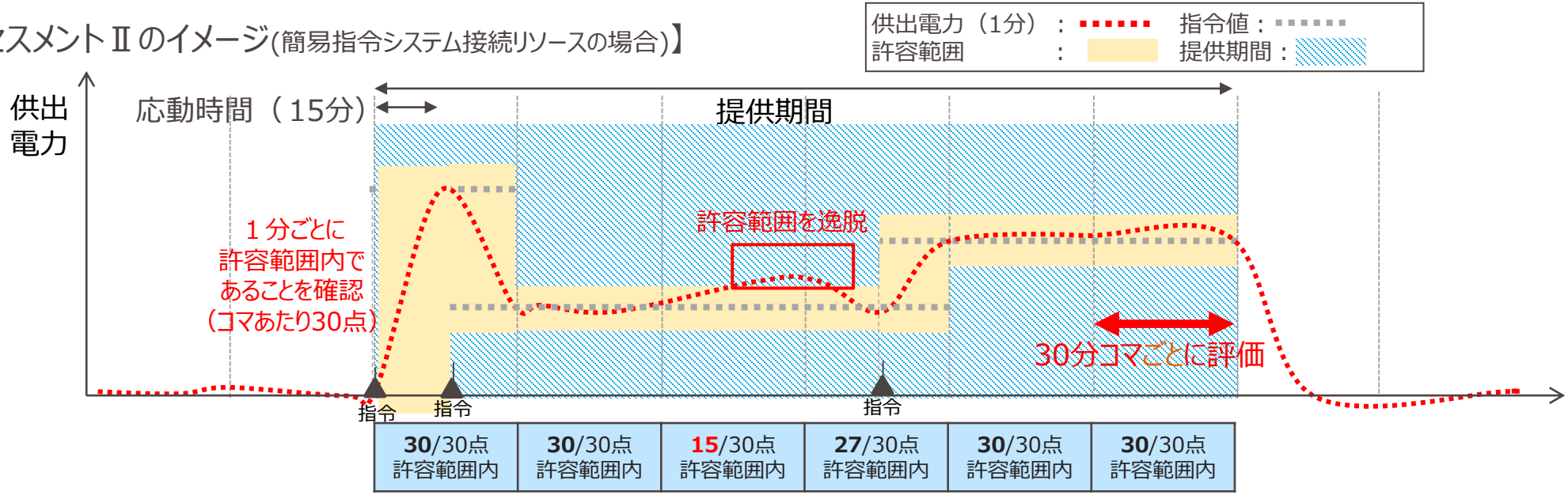


取引規程 第8章 第39条

2-9. アセスメント　e. アセスメントⅡ(1/10)

- 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)】



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

三次② | 三次① | 二次② | 二次① | 一次 | 複合

取引規程 第8章 第39条

e. アセスメントⅡ(2/10)

- 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。

〇供出電力（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、供出電力（1分）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。

取引規程 第8章 第39条

2-9. アセスメント　e. アセスメントⅡ(3/10)

- 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。（133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）

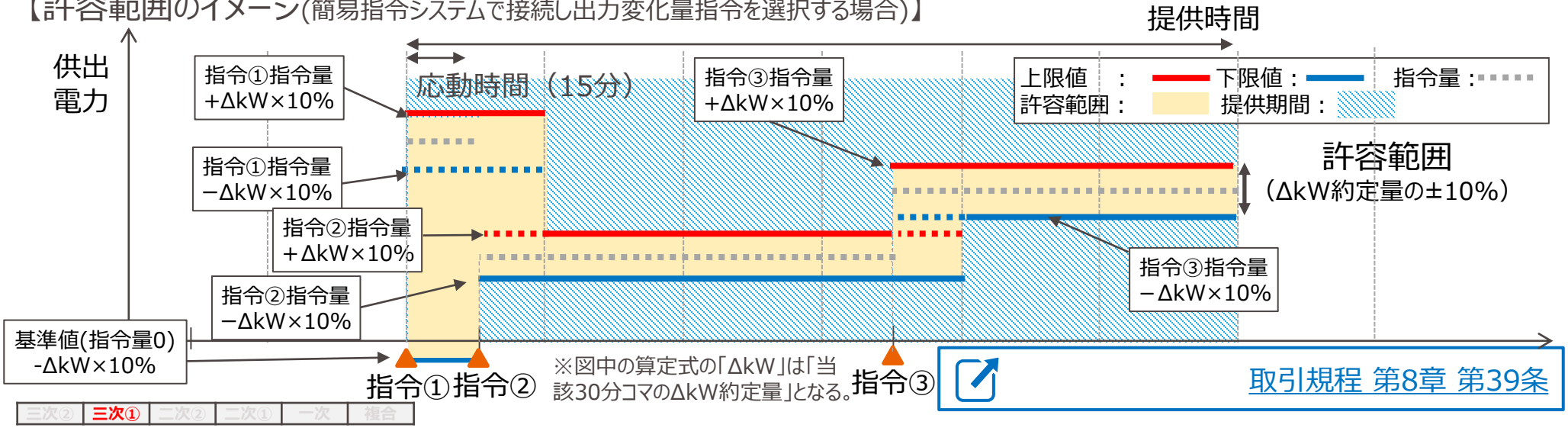
①指令値変更に伴い応動している時間を除く時間
- 下限値：指令量－当該30分コマのΔｋW約定量×10%
- 上限値：指令量＋当該30分コマのΔｋW約定量×10%

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ΔｋW約定量×10%
- 上限値：変更後指令量＋当該30分コマのΔｋW約定量×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ΔｋW約定量×10%
- 上限値：変更前指令量＋当該30分コマのΔｋW約定量×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)】



取引規程 第8章 第39条

- 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。（133スライド参照）

〇許容範囲の算定式（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）

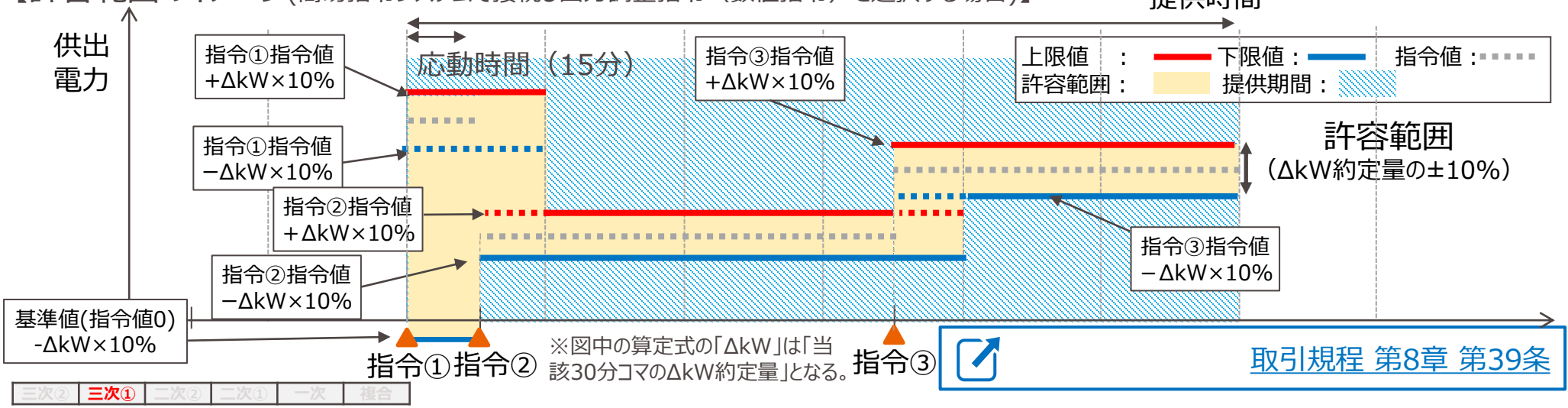
①指令値変更に伴い応動している時間を除く時間
- 下限値：指令値－当該30分コマのΔｋW約定量×10%
- 上限値：指令値＋当該30分コマのΔｋW約定量×10%

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×10%
- 上限値：変更後指令値＋当該30分コマのΔｋW約定量×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×10%
- 上限値：変更前指令値＋当該30分コマのΔｋW約定量×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)】



※図中の算定式の「ΔkW」は「当該30分コマのΔkW約定量」となる。

取引規程 第8章 第39条

- 専用線オンラインで接続し、電源Ⅱ契約等および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、「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(122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。（133スライド参照）

〇許容範囲の算定式（専用線オンラインで接続し、電源Ⅱ契約等および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

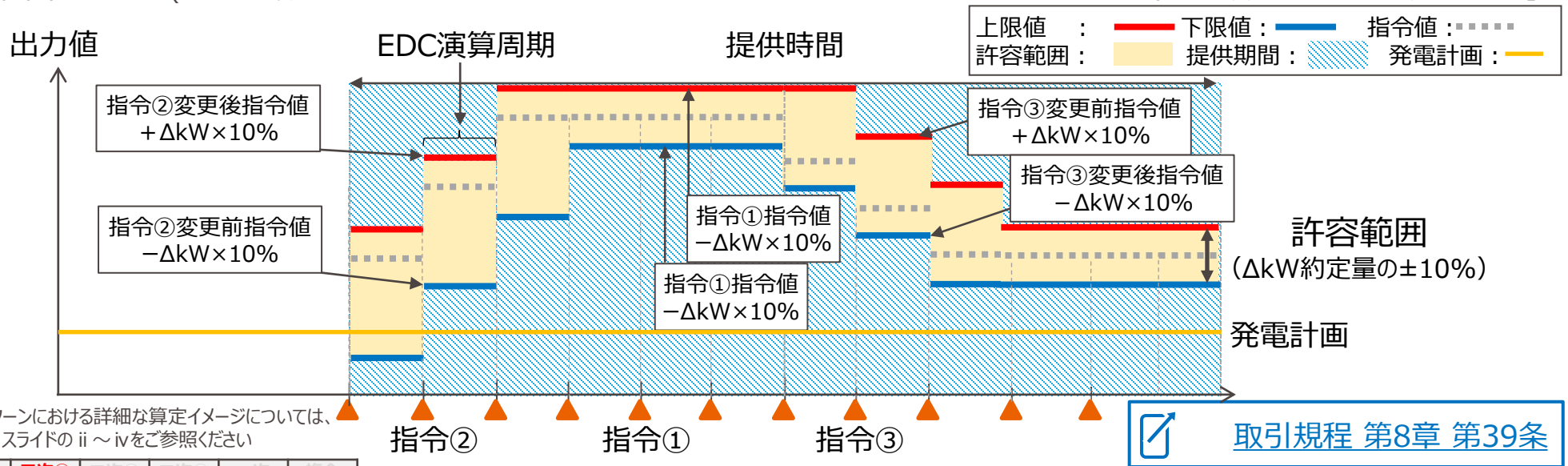
※2 各リスト・パターンの場合は、指令量を用いて評価いたします。

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×10%
- 上限値：指令値＋当該30分コマのΔｋW約定量×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×10%
- 上限値：変更後指令値＋当該30分コマのΔｋW約定量×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×10%
- 上限値：変更前指令値＋当該30分コマのΔｋW約定量×10%

【許容範囲のイメージ(専用線で接続し、電源Ⅱ契約等または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≦目標時刻の場合※3】



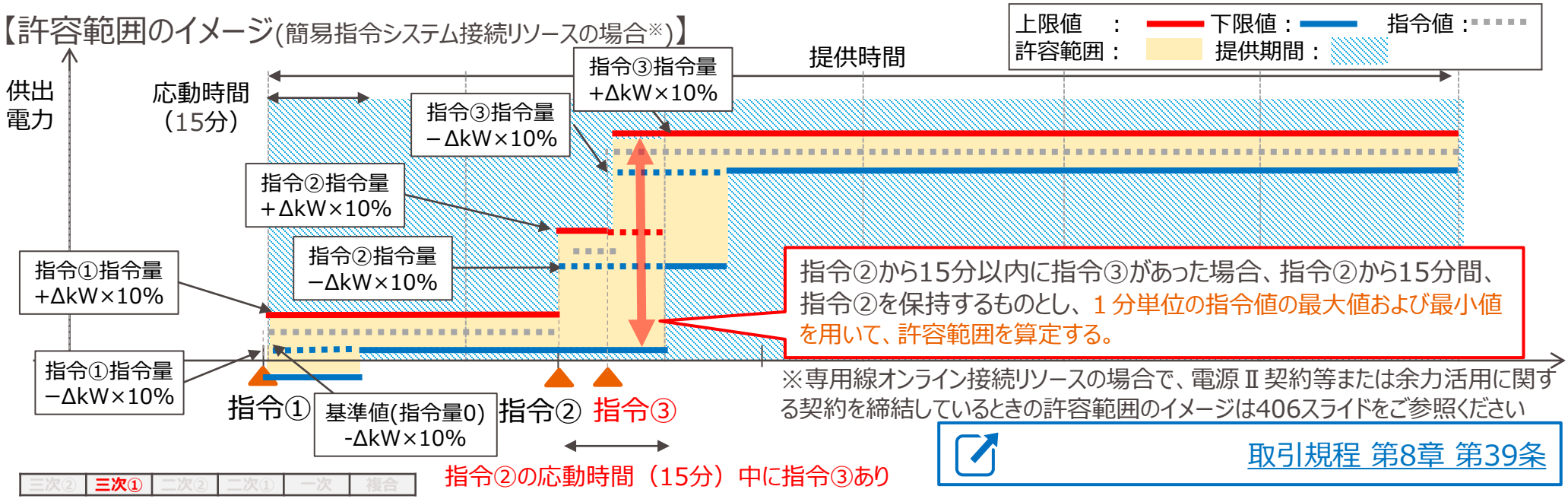
※3 他パターンにおける詳細な算定イメージについては、130、131スライドの ii ～ ivをご参照ください

取引規程 第8章 第39条

● 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。

〇許容範囲の算定
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ΔｋW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・パターンまたは電源Ⅱ契約等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（電源Ⅱ契約等または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
：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
（122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ΔｋW約定量×10%」から「指令値の最大値＋当該30分コマのΔｋW約定量×10%」の間

【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※)】



※専用線オンライン接続リソースの場合で、電源Ⅱ契約等または余力活用に関する契約を締結しているときの許容範囲のイメージは406スライドをご参照ください

取引規程 第8章 第39条

● 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。

〇許容範囲の算定式

①指令値変更に伴う応動時間を含まない場合

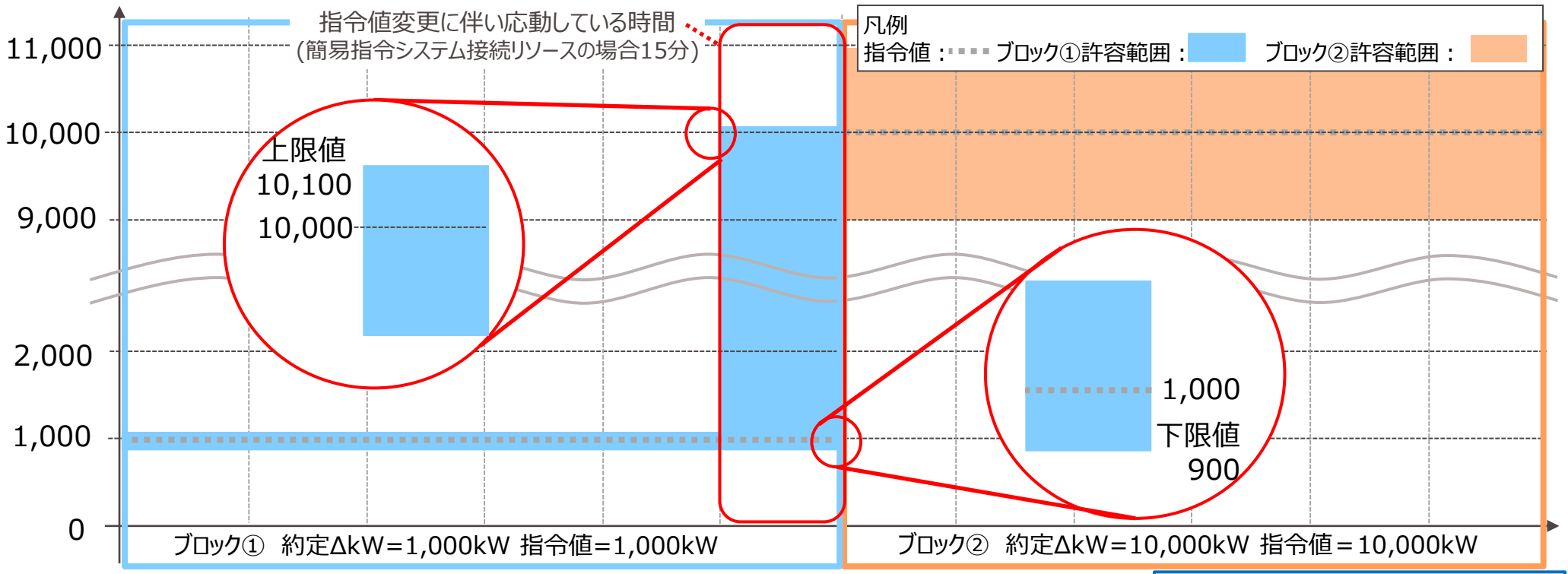
下限値：指令量－当該30分コマΔｋW約定量×10%，　上限値：指令量＋当該30分コマΔｋW約定量×10%

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×10%，上限値：変更後指令量＋当該30分コマΔｋW約定量×10%

③減少方向への指令値変更に伴い応動している時間

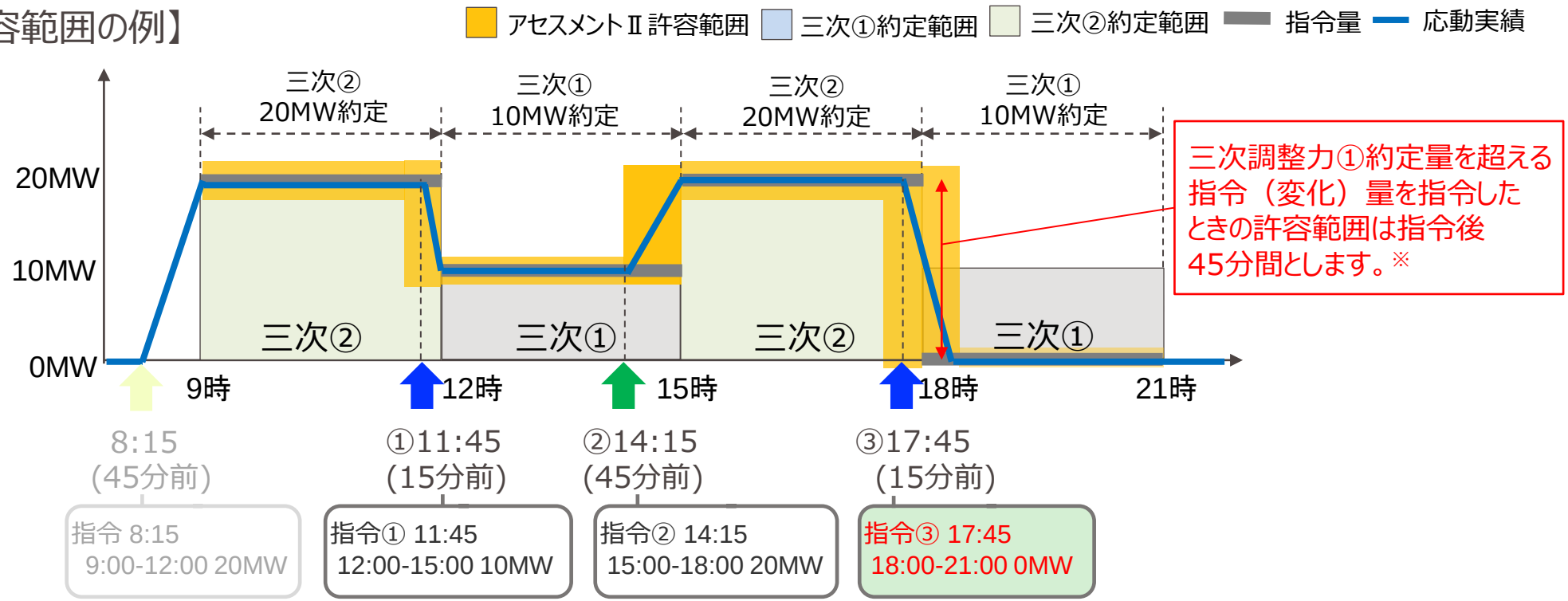
下限値：変更後指令量－当該30分コマΔｋW約定量×10%，上限値：変更前指令量＋当該30分コマΔｋW約定量×10%



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・パターンまたは電源Ⅱ契約等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45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45分間とします。※

【許容範囲の例】



※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。

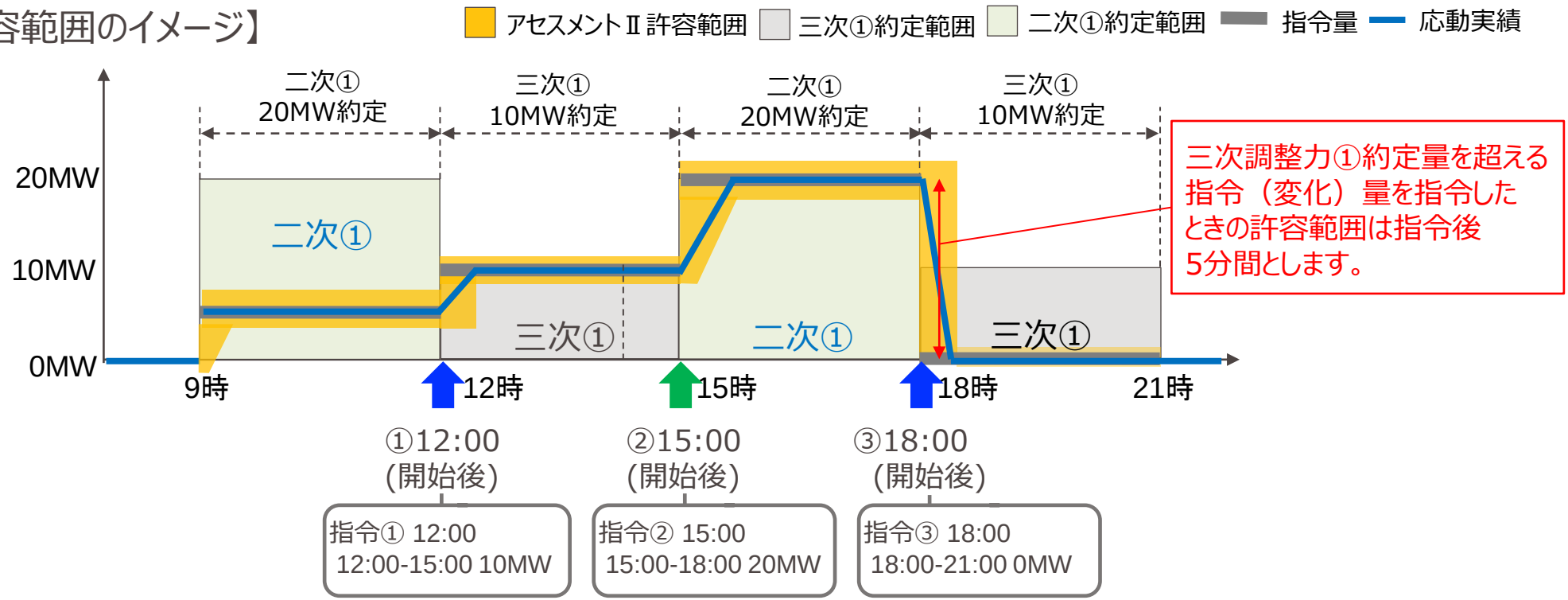
取引規程 第７章 第35条、第8章 第39条

（参考） 三次調整力①の提供期間の前に二次調整力①に連続で約定している場合のアセスメントⅡについて

- 同一リソースが電源Ⅱ契約等または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スライド参照ください。

【許容範囲のイメージ】

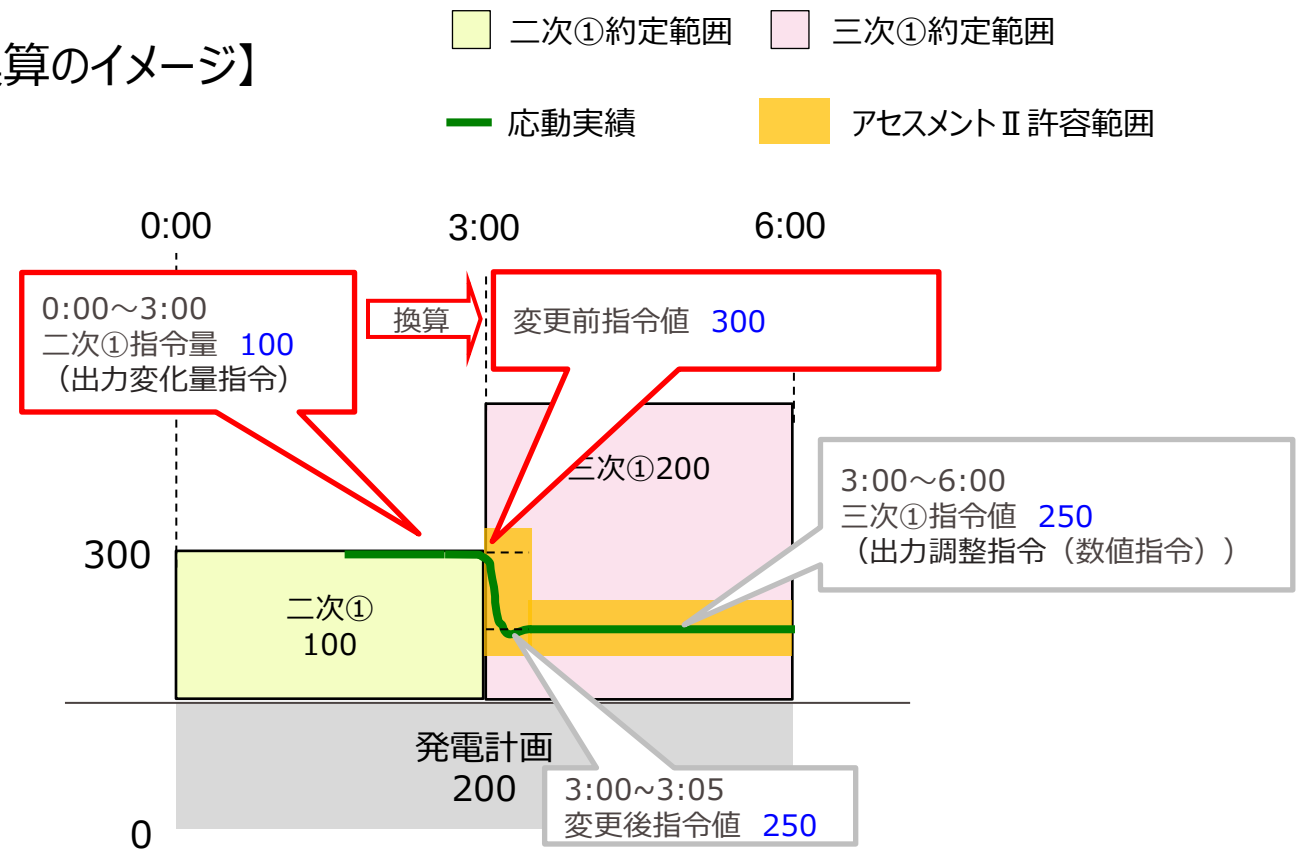


取引規程 第７章 第35条、第8章 第39条

(参考) 変更前指令値の換算について

- 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】



取引規程 第7章 第35条

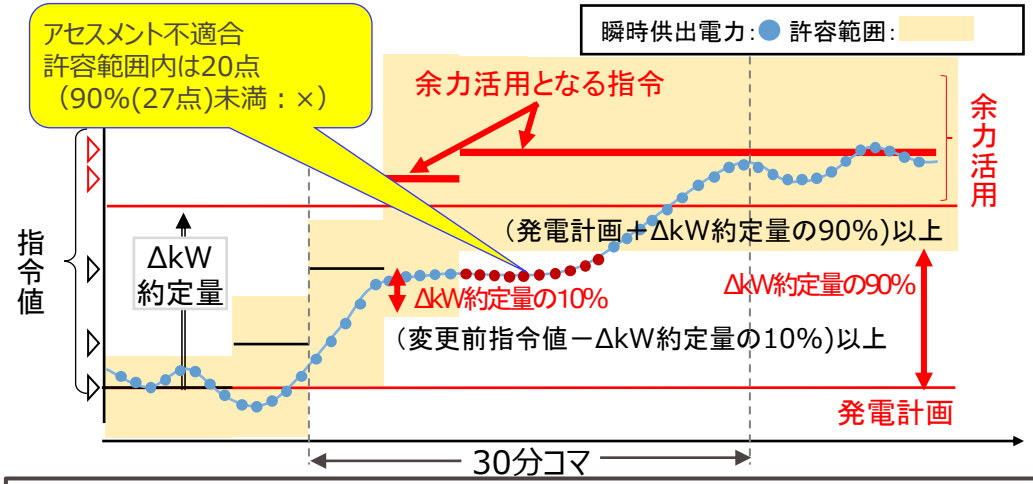
- 以下に該当する30分コマについては、アセスメントⅡの対象外といたします。
  - 余力活用に関する契約を締結していない場合で、取引規程第26条（取引対象のΔｋＷ）に定めるΔｋＷの要件を超えて指令を行った時間を含むとき
  - 余力活用に関する契約を締結している場合で、取引規程第26条（取引対象のΔｋＷ）第１項(2)に定める指令以外の方法で指令を行った時間を含むとき
  - 余力活用に関する契約において、二次調整力①に相当する機能で契約を締結していない場合で、LFCを使用した時間を含むとき
- 約定したリソースが電源Ⅱ契約等または余力活用に関する契約を締結している場合で、ΔｋＷ約定量以上の余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。

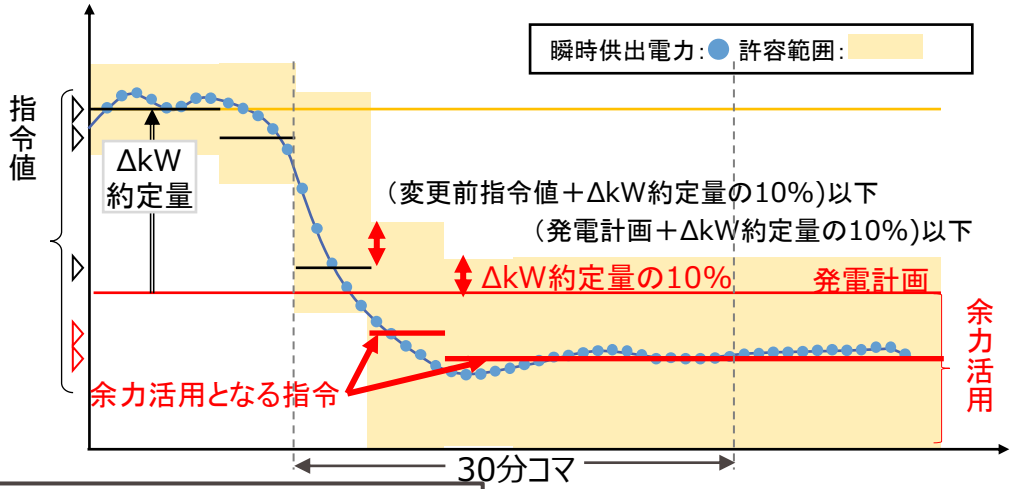
①発電計画電力を基準としてΔkW約定量の範囲外に上げ指令を行った場合の許容範囲

（変更前指令値－ΔkW約定量の10%）もしくは
（発電計画＋ΔkW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＋ΔkW約定量の10%）もしくは
（発電計画＋ΔkW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。

取引規程 第8章 第39条

2-9. アセスメント　e. アセスメントⅡ(10/10)

- 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

取引規程 第8章 第39条

（参考）電源Ⅱ契約等（余力活用に関する契約）がない場合のブロック開始時点の許容範囲（1/3）

● 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、電源Ⅱ契約等または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。

〇電源Ⅱ契約等または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。

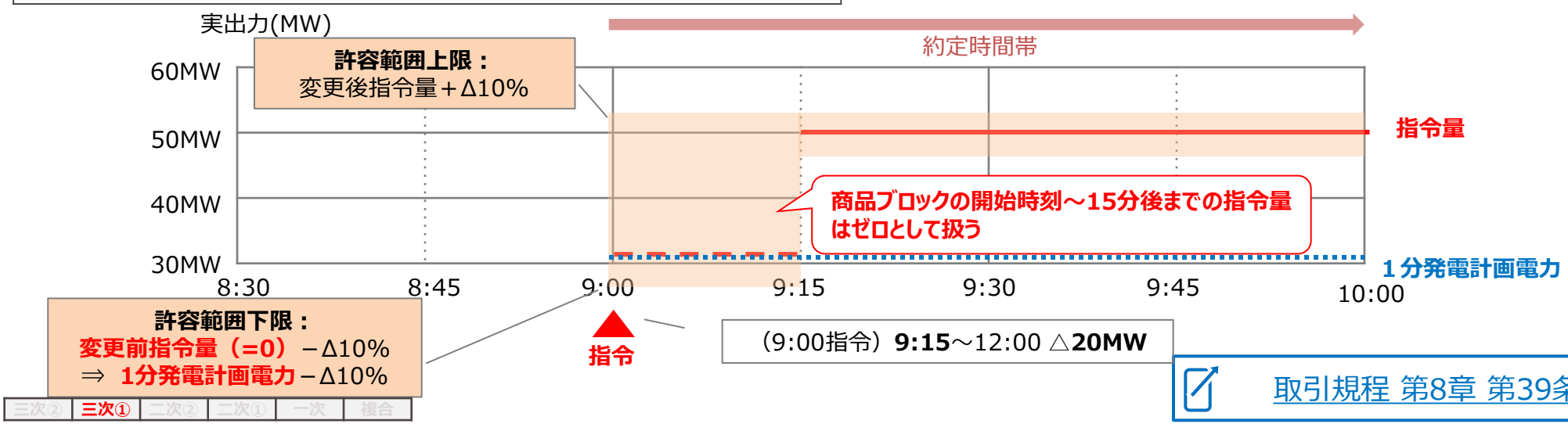
(b)　専用線オンラインで接続するときは　：　約定した商品ブロックの初回の指令値に対する変更前指令値は発電計画電力とする。

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。

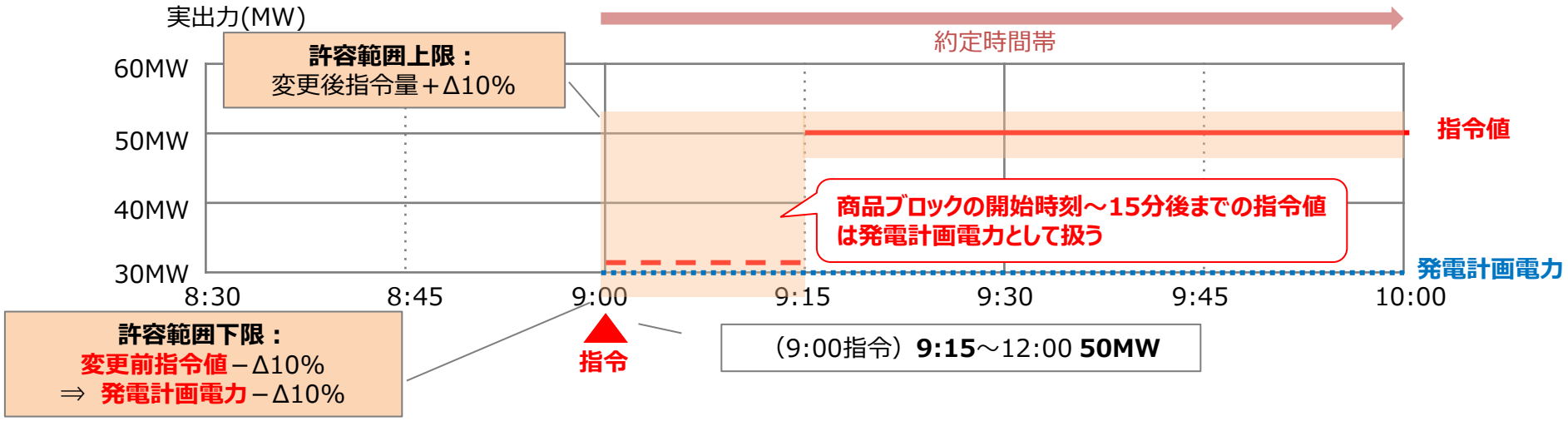
例：簡易指令システムで接続する発電機で、出力変化量指令を選択するとき
（＝指令量にもとづくアセスメントⅡを実施するとき）



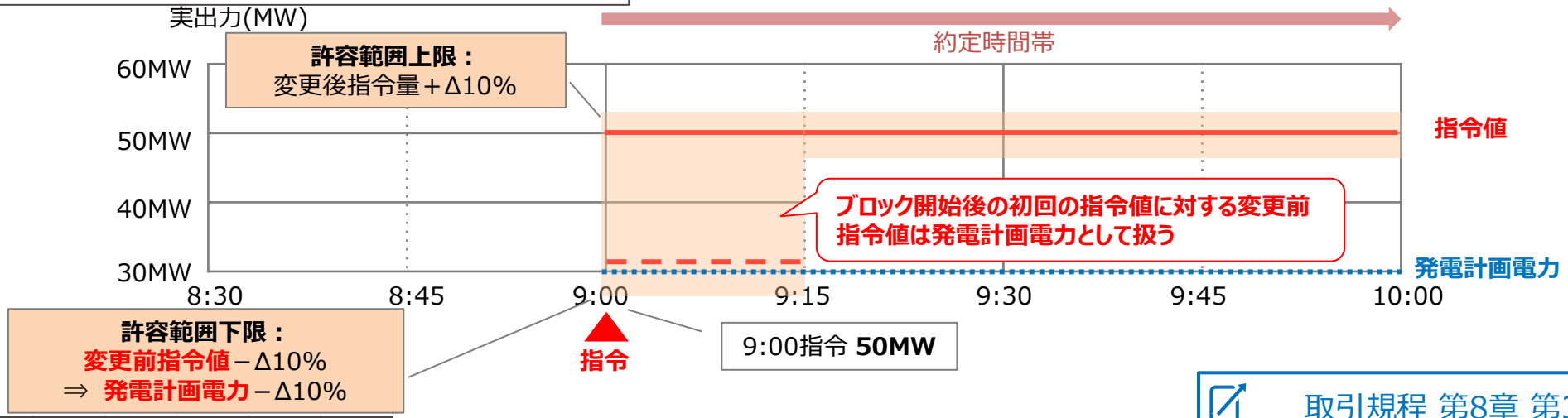
取引規程 第8章 第39条

（参考）電源Ⅱ契約等（余力活用に関する契約）がない場合のブロック開始時点の許容範囲（2/3）

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き（＝指令値にもとづくアセスメントⅡを実施するとき）



取引規程 第8章 第39条

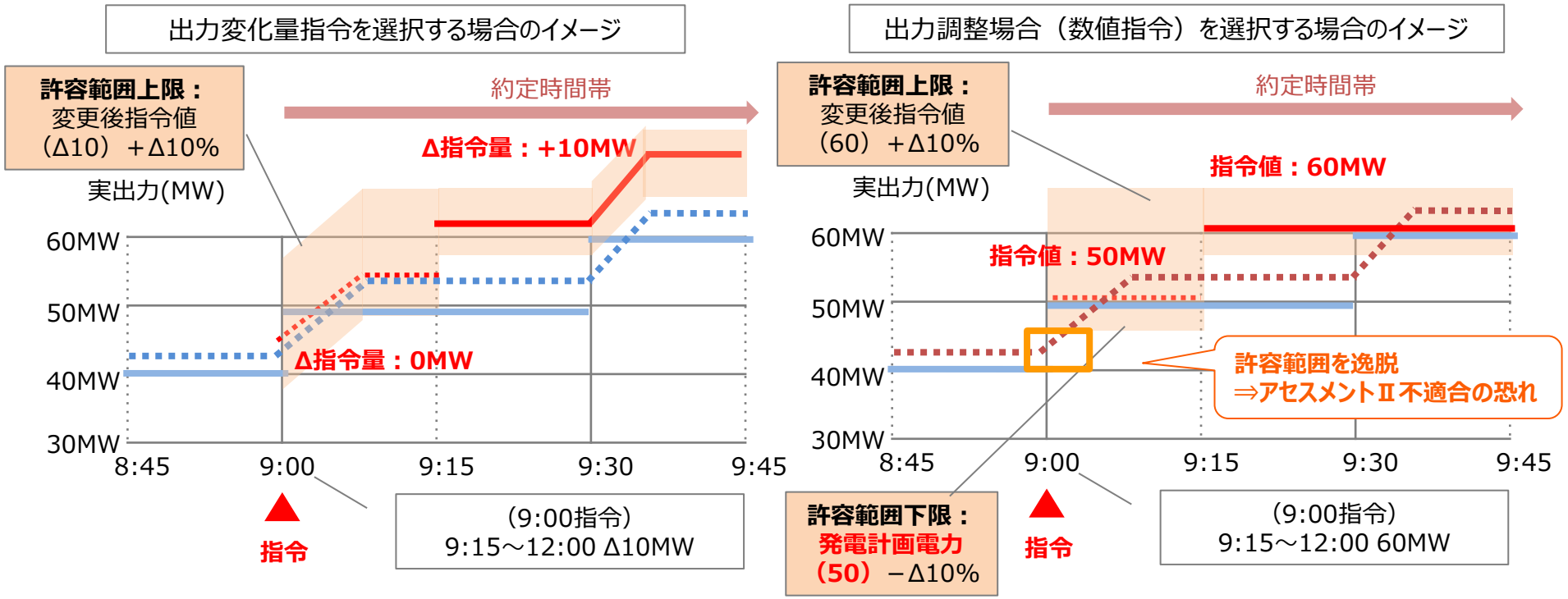
（参考）電源Ⅱ契約等（余力活用に関する契約）がない場合のブロック開始時点の許容範囲（3/3）

- 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。

※電源Ⅱ契約等または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



：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）

取引規程 第8章 第39条

（参考）指令を出力増減指令（接点信号）により行う場合等における実働試験およびアセスメントⅡ 不適合時の報告様式

- 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。

取引規程 第7章 第35条

（参考）約定したリソースが電源Ⅱ契約等（余力活用に関する契約）を締結しΔｋW約定量以上の余力の部分を使用した場合のアセスメントⅡについて（１／２）

- 約定したリソースが電源Ⅱ契約等または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

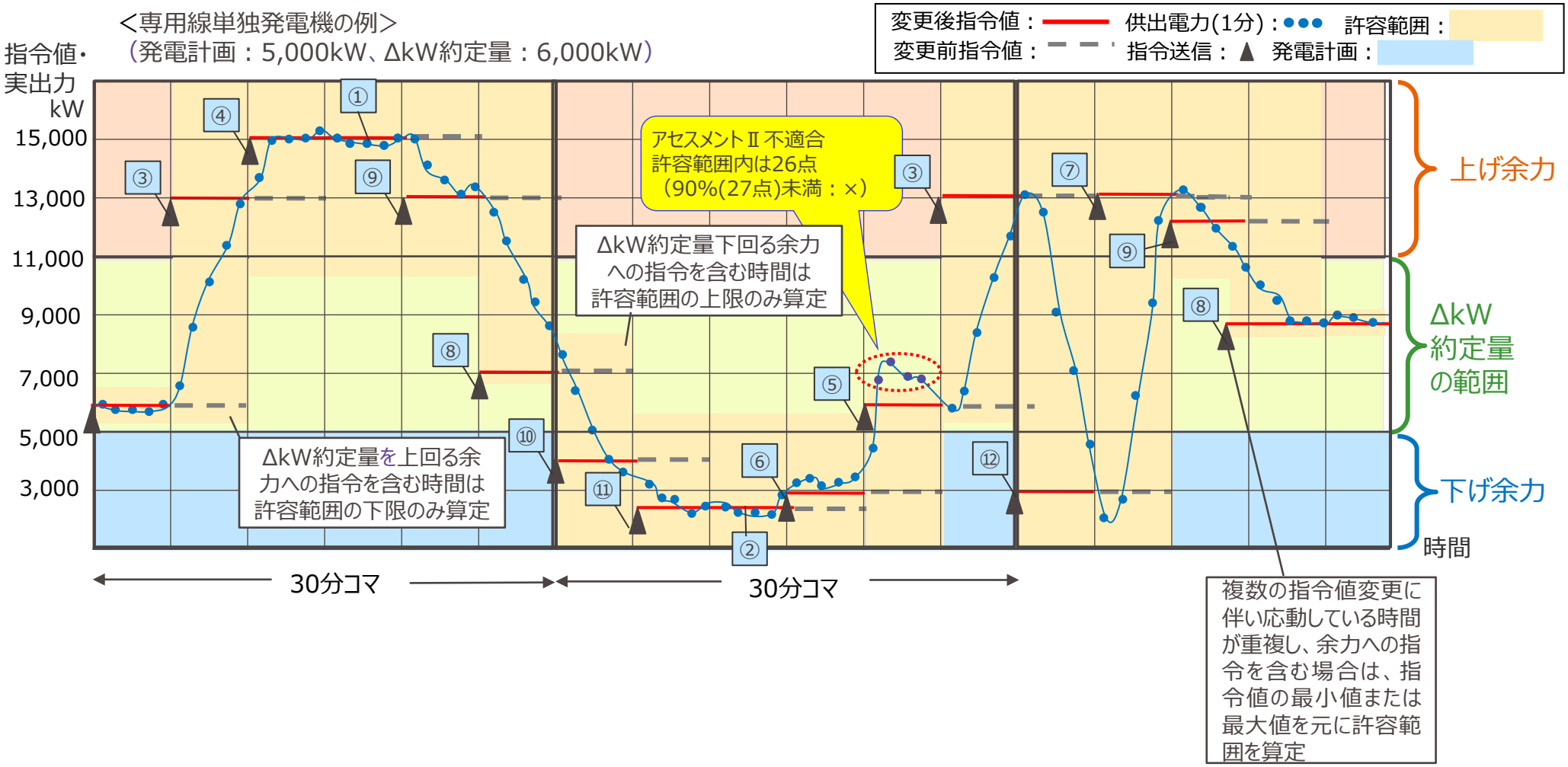
	許容範囲の算定区分	変更前指令量	変更後指令量	許容範囲の算定式
①	指令値変更に伴い応動している時間を除く時間	上げ余力内で一定		「当該30分コマのΔｋW約定量×90%」以上
②		下げ余力内で一定		「当該30分コマのΔｋW約定量×10%」以下
③	増加方向への指令値変更に伴い応動している時間	ΔkW約定量の範囲	上げ余力	「変更前指令量－当該30分コマのΔｋW約定量×10%」以上
④		上げ余力	上げ余力	「当該30分コマのΔｋW約定量×90%」以上
⑤		下げ余力	ΔkW約定量の範囲	「変更後指令量＋当該30分コマのΔｋW約定量×10%」以下
⑥		下げ余力	下げ余力	「当該30分コマのΔｋW約定量×10%」以下
⑦		下げ余力	上げ余力	制限無し（全域）
⑧	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	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		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。

取引規程 第7章 第39条

（参考）約定したリソースが電源Ⅱ契約等（余力活用に関する契約）を締結しΔｋＷ約定量以上の余力の部分を使用した場合のアセスメントⅡについて（２／２）



取引規程 第7章 第39条

別冊（二次調整力②）
アセスメント

2-9. アセスメント　a. アセスメントⅠ(単独発電機)

- 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、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。

〇単独発電機におけるアセスメントⅠの算定式

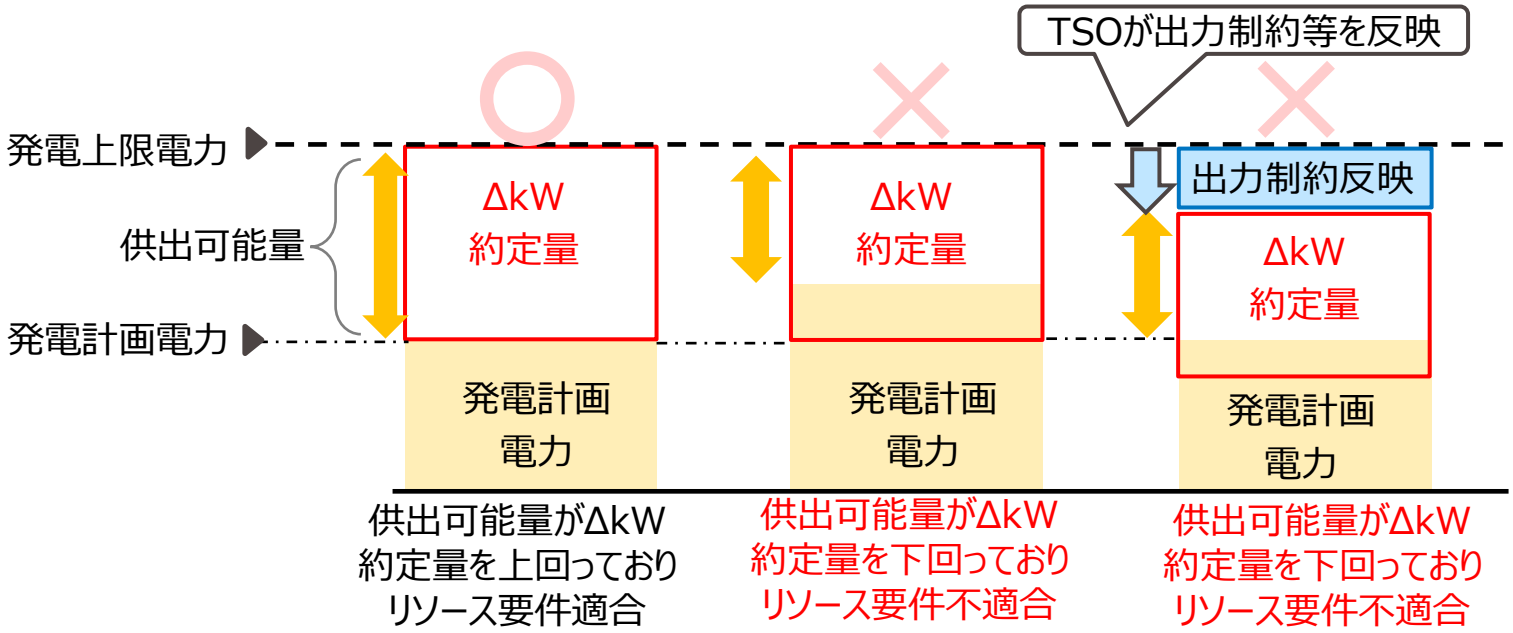
・同一リソースが同一提供期間において複数約定していない場合

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）



取引規程 第8章 第39条

2-9. アセスメント　b.アセスメントⅠ(発電機リスト・パターン)

- 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、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。

〇発電機リスト・パターンにおけるアセスメントⅠの算定式

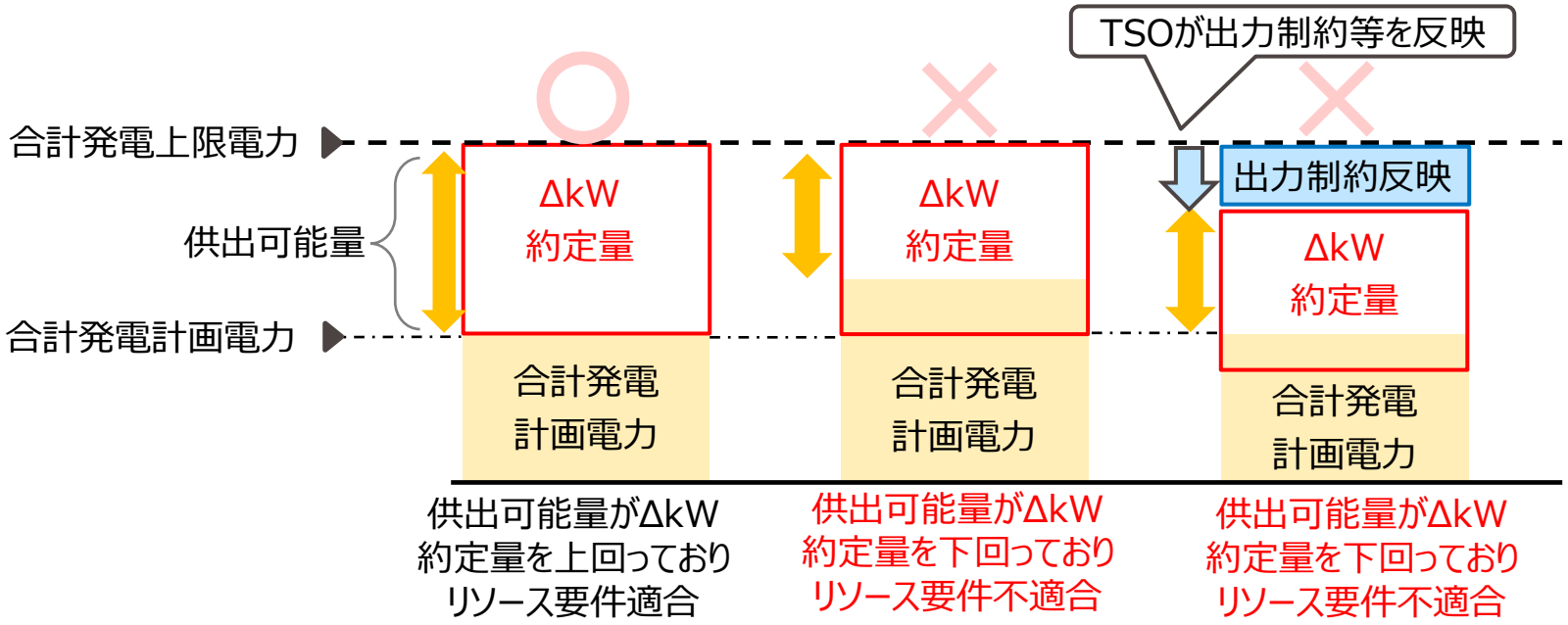
・同一リソースが同一提供期間において複数約定していない場合

供出可能量＝合計発電上限電力－合計発電計画電力

・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＝合計発電上限電力－合計発電計画電力－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



取引規程 第8章 第39条

2-9. アセスメント　c.アセスメントⅠ(需要家リスト・パターン)

- 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。

〇需要家リスト・パターンにおけるアセスメントⅠの算定式

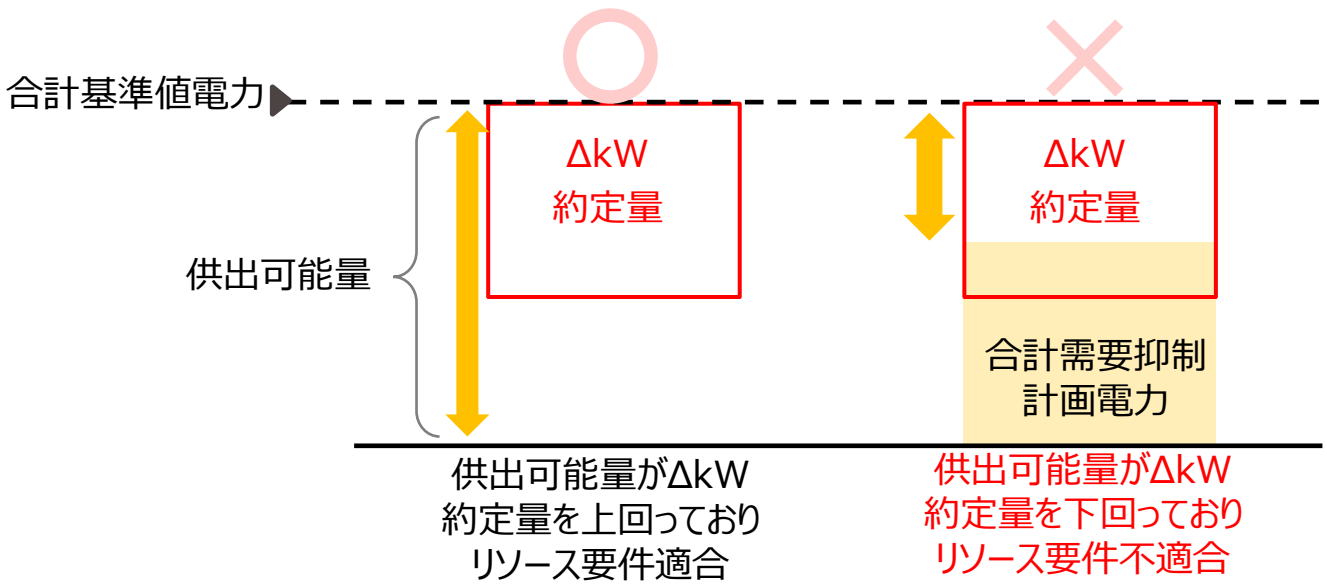
・同一リソースが同一提供期間において複数約定していない場合

供出可能量＝合計基準値電力－合計需要抑制計画電力

・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＝合計基準値電力－合計需要抑制計画電力－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



取引規程 第8章 第39条

2-9. アセスメント　d.アセスメントⅠ(ネガポジリスト・パターン)

- 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、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。

〇ネガポジリスト・パターンにおけるアセスメントⅠの算定式

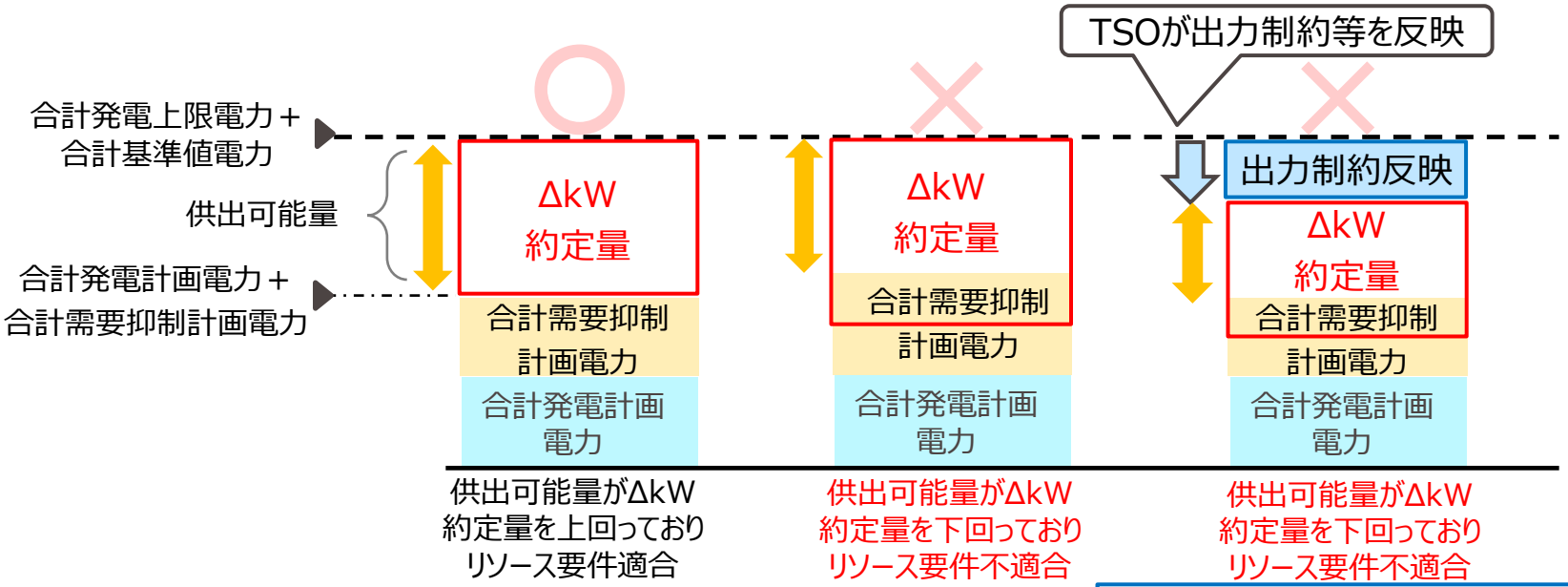
・同一リソースが同一提供期間において複数約定していない場合

供出可能量＝（合計発電上限電力－合計発電計画電力）＋（合計基準値電力－合計需要抑制計画電力）

・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＝（合計発電上限電力－合計発電計画電力）＋（合計基準値電力－合計需要抑制計画電力）
－控除ΔkW約定量※

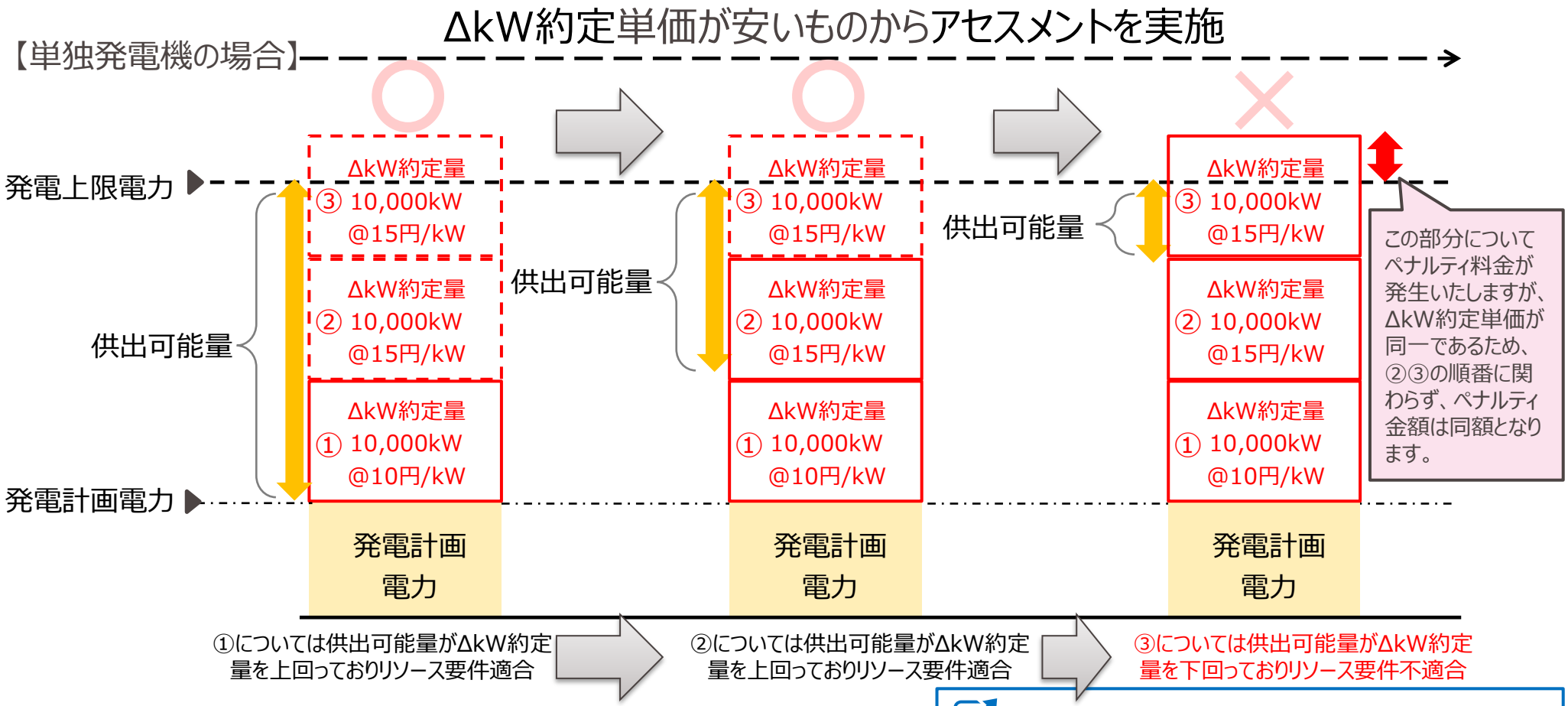
※ 当該リソースにおいて評価対象約定分のΔkW約定単価よりΔkW約定単価が安い約定分および評価対象の約定分とΔｋＷ約定単価が同一かつ既に評価を行った約定分の約定量合計



取引規程 第8章 第39条

（参考）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のアセスメントⅠ

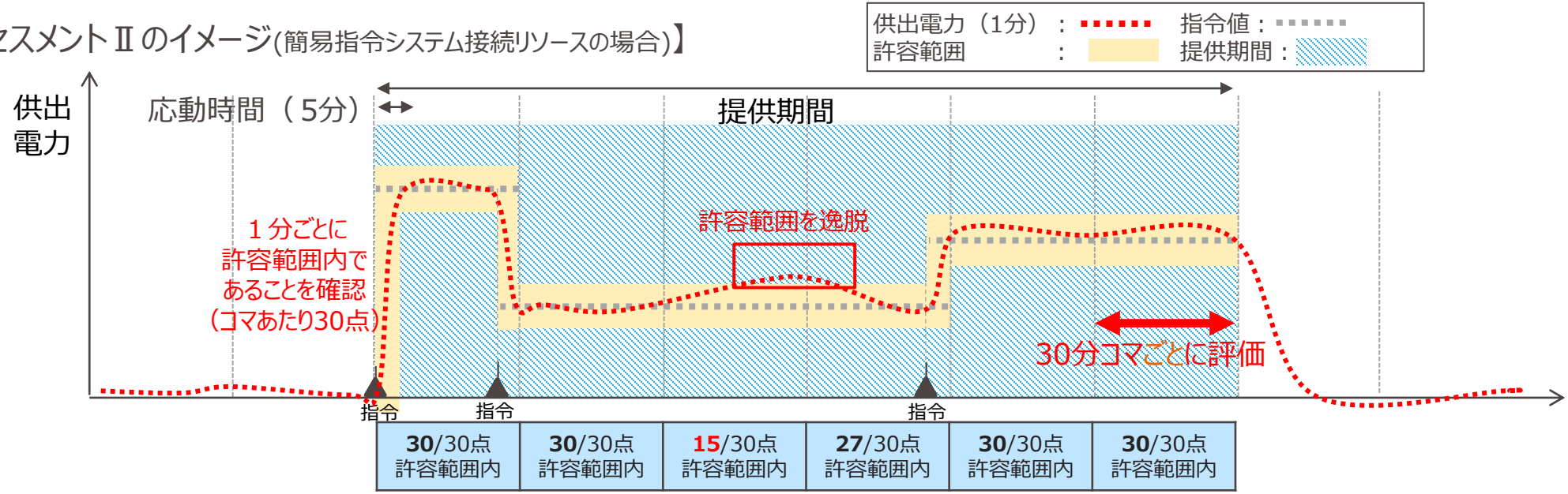
- 同一リソースが同一提供期間において複数約定している場合、ΔkW約定単価が安い順にアセスメントⅠを実施いたします。
- 同一リソースのそれぞれのΔkW約定分について、控除ΔkW約定量（当該リソースにおいて評価対象約定分のΔkW約定単価よりΔkW約定単価が安い約定分および評価対象の約定分とΔkW約定単価が同一かつ既に評価を行った約定分の約定量合計）を供出可能量から差し引いてアセスメントⅠを実施いたします。



取引規程 第8章 第39条

- 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)】



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

三次②	三次①	二次②	二次①	一次	複合

取引規程 第8章 第39条

e. アセスメントⅡ(2/10)

- 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。

〇供出電力（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、供出電力（1分）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。

取引規程 第8章 第39条

e. アセスメントⅡ(3/10)

- 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。（164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）

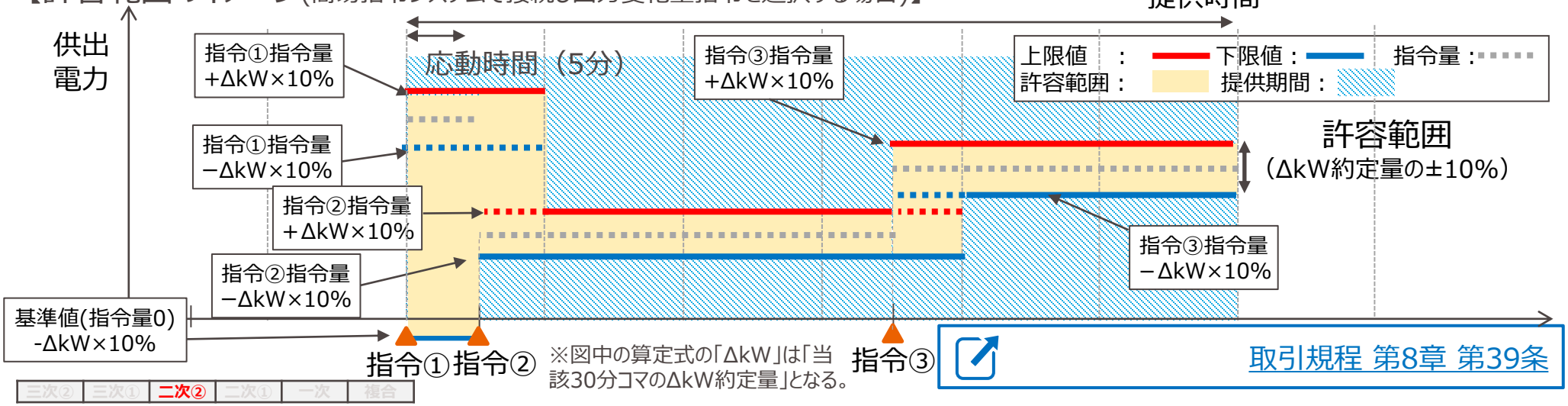
①指令値変更に伴い応動している時間を除く時間
- 下限値：指令量－当該30分コマのΔｋW約定量×10%
- 上限値：指令量＋当該30分コマのΔｋW約定量×10%

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ΔｋW約定量×10%
- 上限値：変更後指令量＋当該30分コマのΔｋW約定量×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ΔｋW約定量×10%
- 上限値：変更前指令量＋当該30分コマのΔｋW約定量×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)】



取引規程 第8章 第39条

e. アセスメントⅡ(4/10)

- 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。（164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）

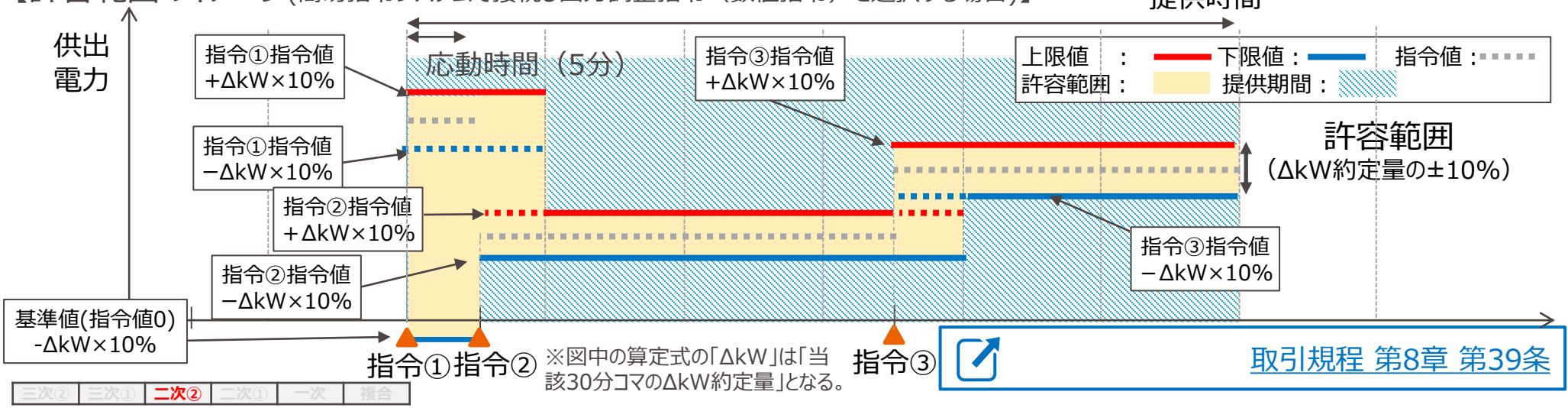
①指令値変更に伴い応動している時間を除く時間
- 下限値：指令値－当該30分コマのΔｋW約定量×10%
- 上限値：指令値＋当該30分コマのΔｋW約定量×10%

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×10%
- 上限値：変更後指令値＋当該30分コマのΔｋW約定量×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×10%
- 上限値：変更前指令値＋当該30分コマのΔｋW約定量×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の場合、「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(154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。（164スライド参照）

〇許容範囲の算定式（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

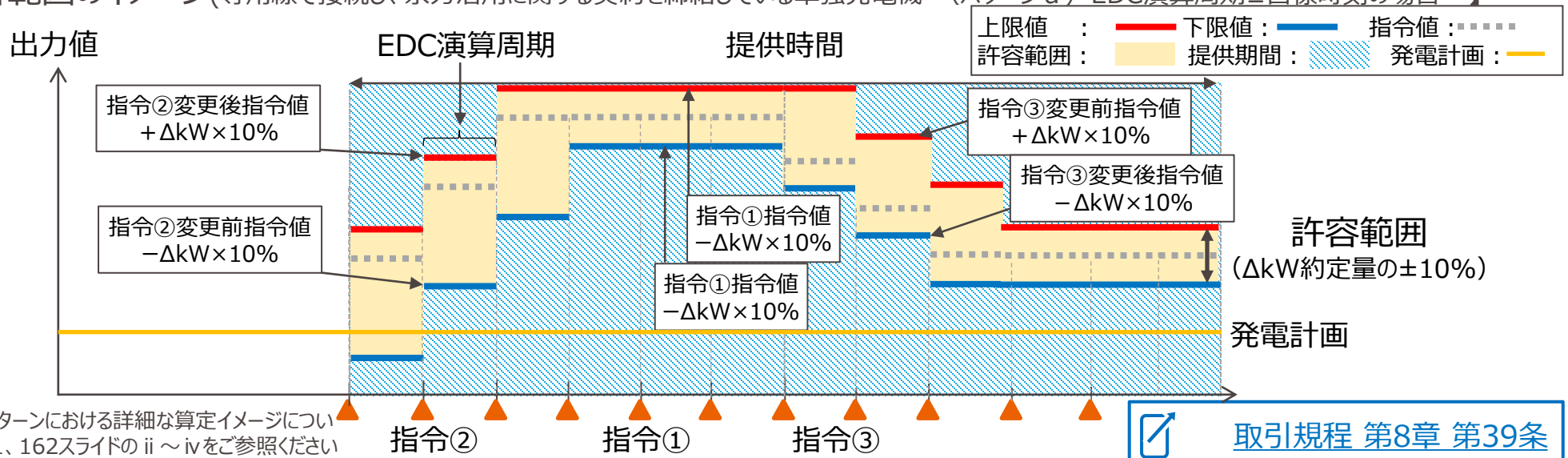
※2 各リスト・パターンの場合は、指令量を用いて評価いたします。

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×10%
- 上限値：指令値＋当該30分コマのΔｋＷ約定量×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×10%
- 上限値：変更後指令値＋当該30分コマのΔｋＷ約定量×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×10%
- 上限値：変更前指令値＋当該30分コマのΔｋＷ約定量×10%

【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≦目標時刻の場合※3】



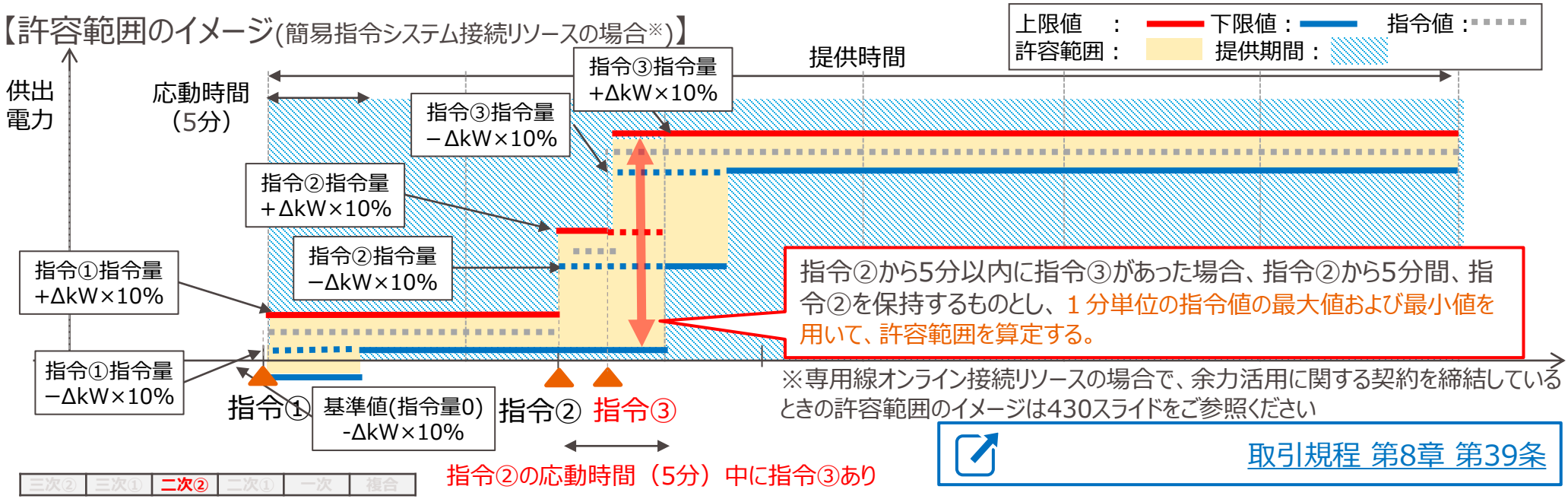
※3 他パターンにおける詳細な算定イメージについては、161、162スライドのⅱ～ⅳをご参照ください

取引規程 第8章 第39条

● 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。

〇許容範囲の算定
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ΔｋW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
：5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
：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
（154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ΔｋW約定量×10%」から「指令値の最大値＋当該30分コマのΔｋW約定量×10%」の間

【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※)】



※専用線オンライン接続リソースの場合で、余力活用に関する契約を締結しているときの許容範囲のイメージは430スライドをご参照ください

取引規程 第8章 第39条

- 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。

〇許容範囲の算定式

①指令値変更に伴う応動時間を含まない場合

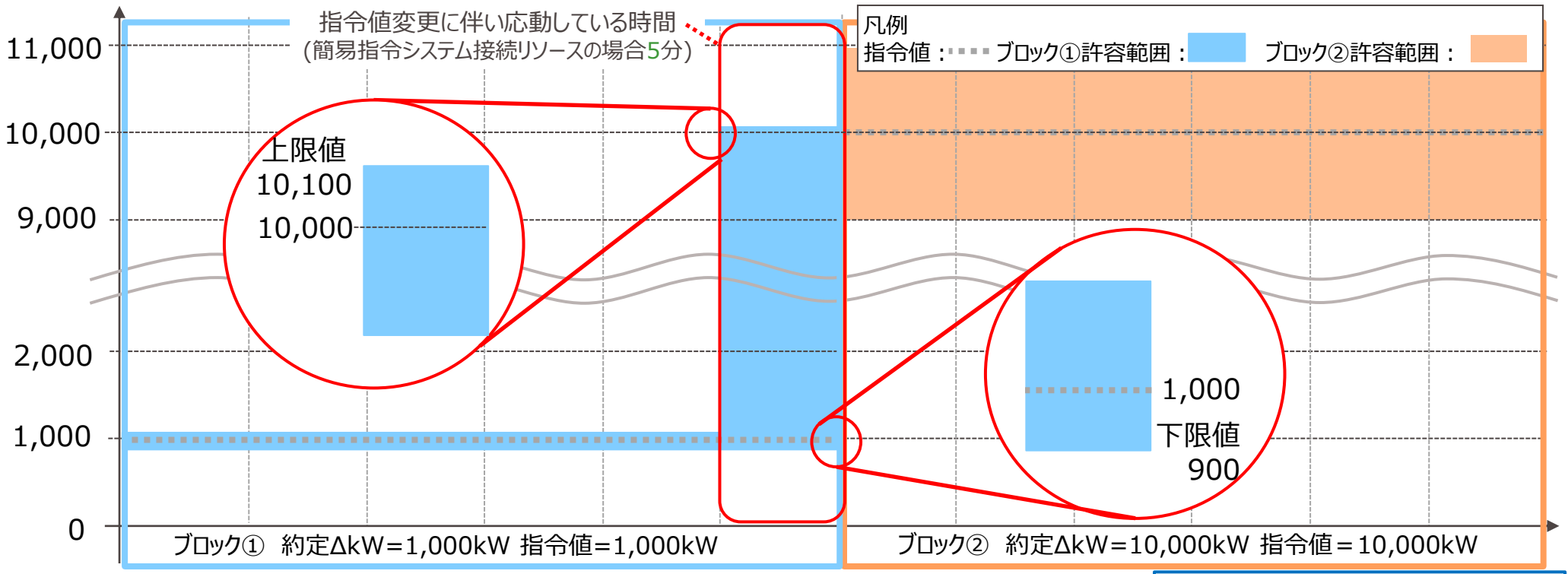
下限値：指令量－当該30分コマΔｋW約定量×10%，　上限値：指令量＋当該30分コマΔｋW約定量×10%

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×10%，上限値：変更後指令量＋当該30分コマΔｋW約定量×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×10%，上限値：変更前指令量＋当該30分コマΔｋW約定量×10%



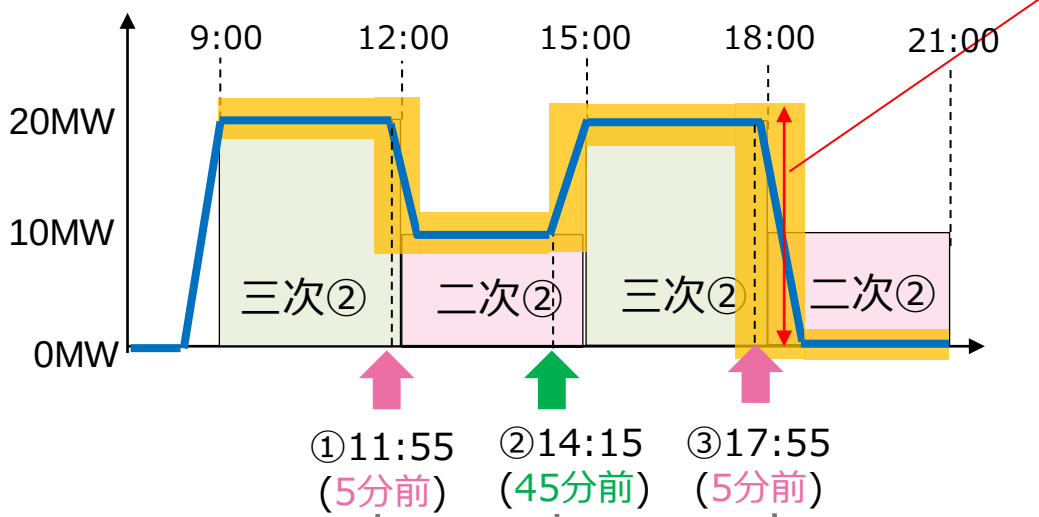
取引規程 第8章 第39条

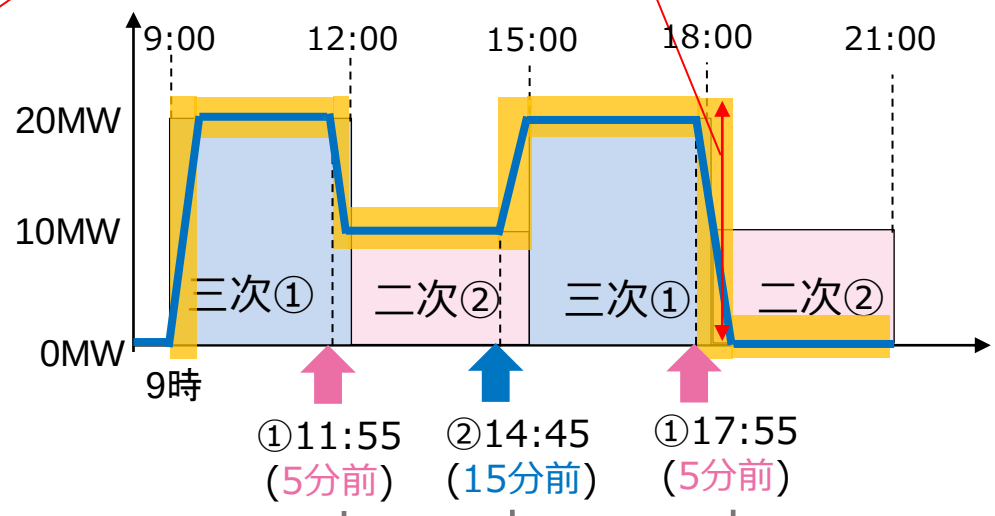
- 簡易指令システムで接続または専用線オンラインで接続（各リスト・パターンまたは余力活用に関する契約を締結していない単独発電機）する場合において、同一の系統コードのリソースが異なる商品区分（三次調整力①または三次調整力②）に連続で約定した場合は、同一の系統コードのリソースで、同一商品区分の約定ブロックが連続した場合と同様の考え方にもとづき、以下のとおり指令およびアセスメントⅡを実施いたします。
- 指令方法は、二次調整力②は約定ブロックの5分前、三次調整力①は約定ブロックの15分前、三次調整力②は約定ブロックの45分前までにそれぞれ指令します。
- アセスメントⅡは、指令に追従している応動時間に対して、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45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】

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45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　アセスメントⅡ許容範囲　応動実績

取引規程 第7章 第35条

(参考) 指令値変更に伴い応動している時間について

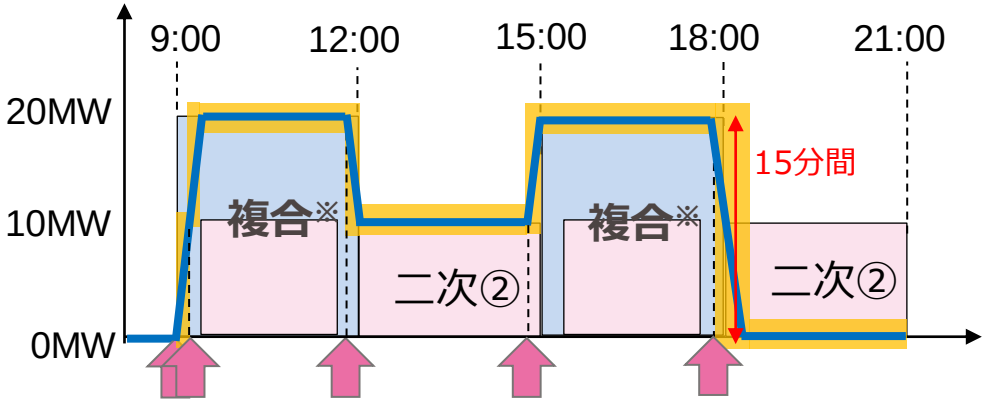
- 前スライドにおいて、二次調整力②約定量を超える変化量の指令をしたときの応動時間は、前の提供期間で約定する商品のうち、最も応動時間が長い商品を参照して設定します。前の提供期間で約定する商品が複合商品の場合や複合商品に加えて三次調整力②が約定した場合も同様です。

【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45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）

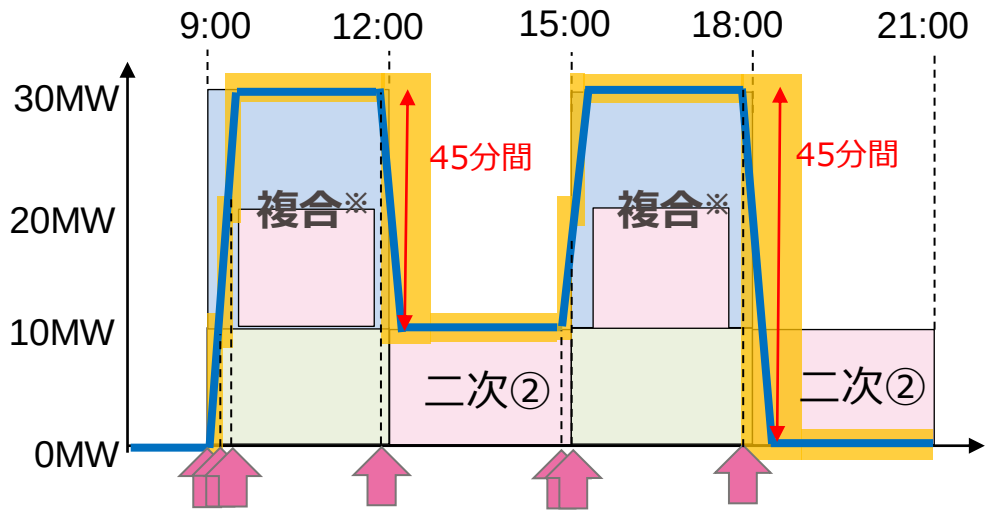


- 指令 9:00 9:05-12:00 10MW
- 指令 9:05 9:10-12:00 20MW

- 指令 11:55 12:00-15:00 10MW

- 指令 14:55 15:00-18:00 20MW

- 指令 17:55 18:00-21:00 0MW



- 指令 9:00 9:05-12:00 10MW
- 指令 9:05 9:10-12:00 20MW
- 指令 9:10 9:15-12:00 30MW

- 指令 11:55 12:00-15:00 10MW

- 指令 14:55 15:00-18:00 20MW
- 指令 15:00 15:05-18:00 30MW

- 指令 17:55 18:00-21:00 0MW

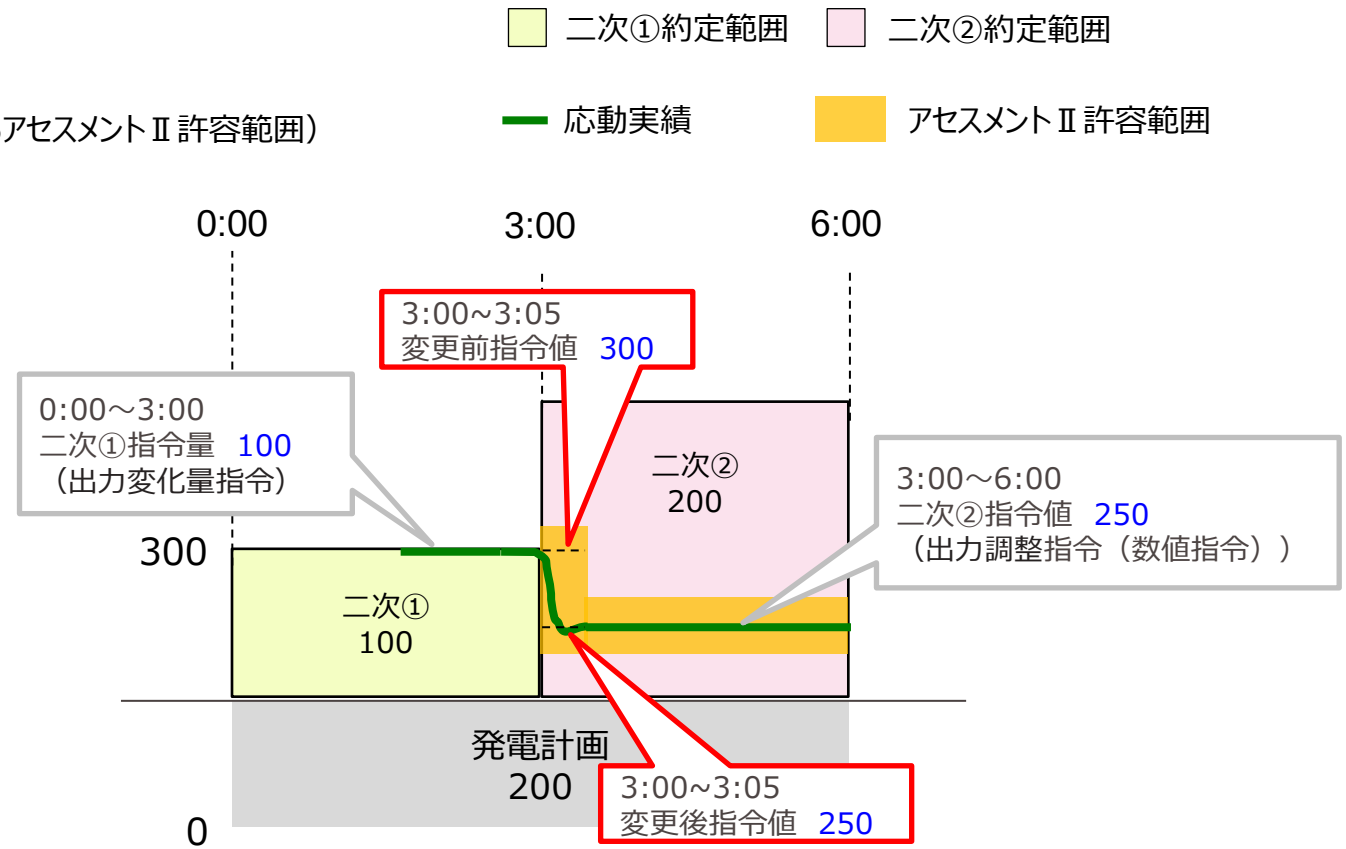
取引規程 第7章 第35条

(参考) 変更前指令値の換算について

- 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）



取引規程 第7章 第35条

- 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
  - ■ 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
  - ■ 休止時間において以下の指令を行った時間を含むとき
    - 出力変化量指令を選択するリソースの場合で、ゼロ以外の指令量を指令したとき※
    - 出力調整指令（数値指令）を選択するリソースの場合で、発電計画電力以外の指令値を指令したとき※

※休止時間終了時刻を到達とする指令は含まない

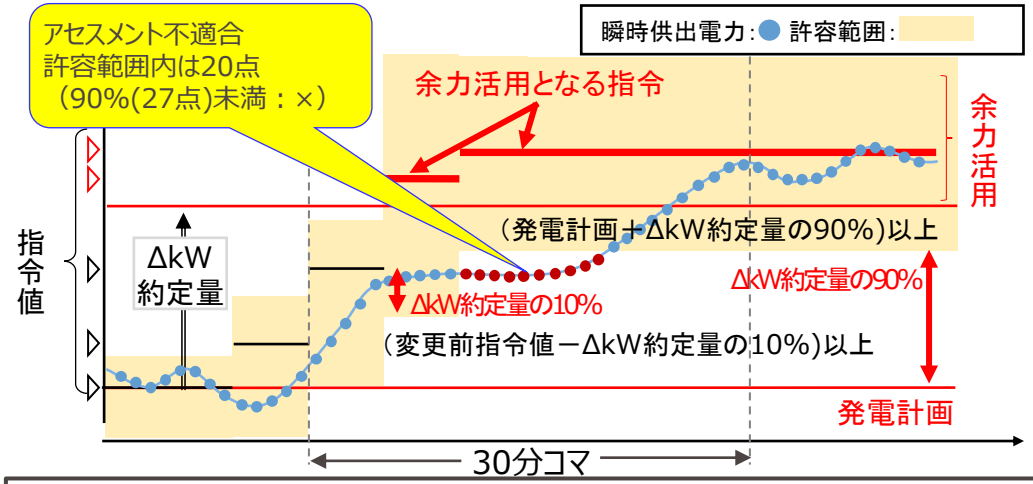
- 約定したリソースが余力活用に関する契約を締結している場合で、ΔｋW約定量以上の余力の部分を使用した時間を含むときにおいても、ΔｋWの約定量の範囲内で属地TSOの指令に従い実際に調整していることは確認いたします。

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。

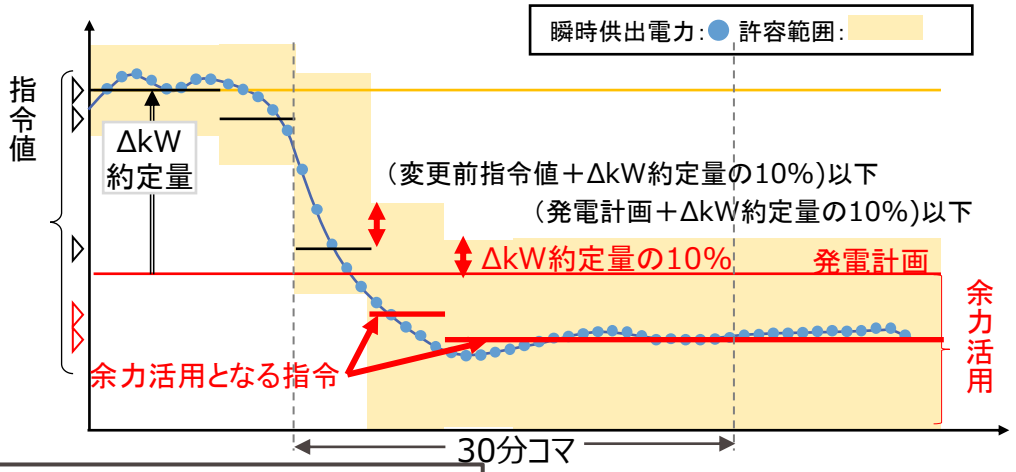
①発電計画電力を基準としてΔkW約定量の範囲外に上げ指令を行った場合の許容範囲

（変更前指令値－ΔkW約定量の10%）もしくは
（発電計画＋ΔkW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＋ΔkW約定量の10%）もしくは
（発電計画＋ΔkW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。

取引規程 第8章 第39条

e. アセスメントⅡ(10/10)

- 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
  - 複合商品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

取引規程 第8章 第39条

（参考）余力活用に関する契約がない場合のブロック開始時点の許容範囲（1/3）

- 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。

〇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。

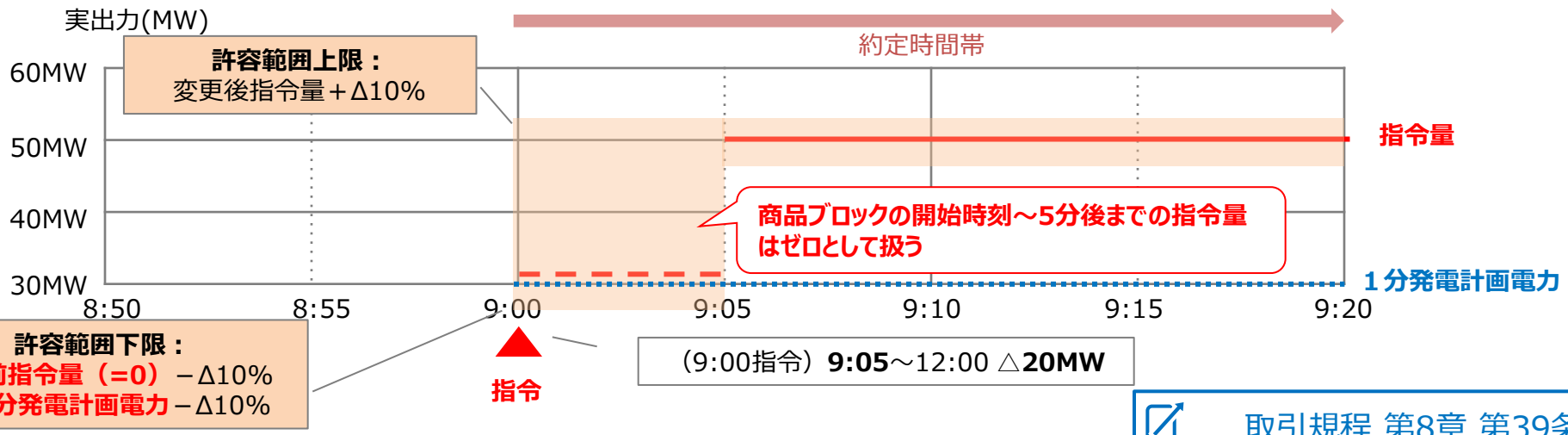
(b)　専用線オンラインで接続するときは　：　約定した商品ブロックの初回の指令値に対する変更前指令値は発電計画電力とする。

b　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。

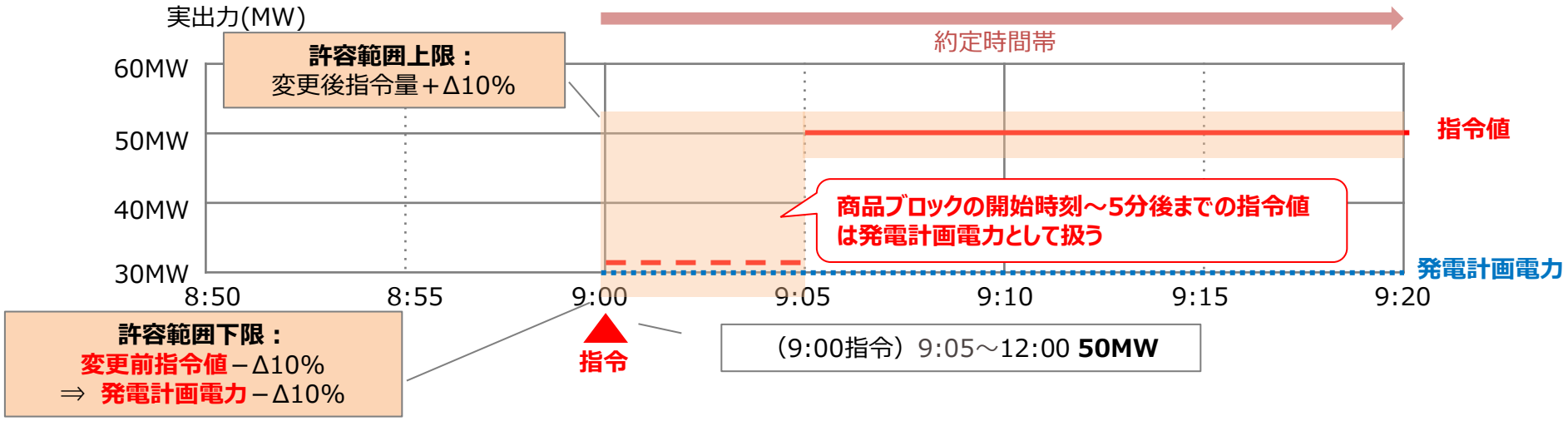
例：簡易指令システムで接続する発電機で、出力変化量指令を選択するとき（＝指令量にもとづくアセスメントⅡを実施するとき）



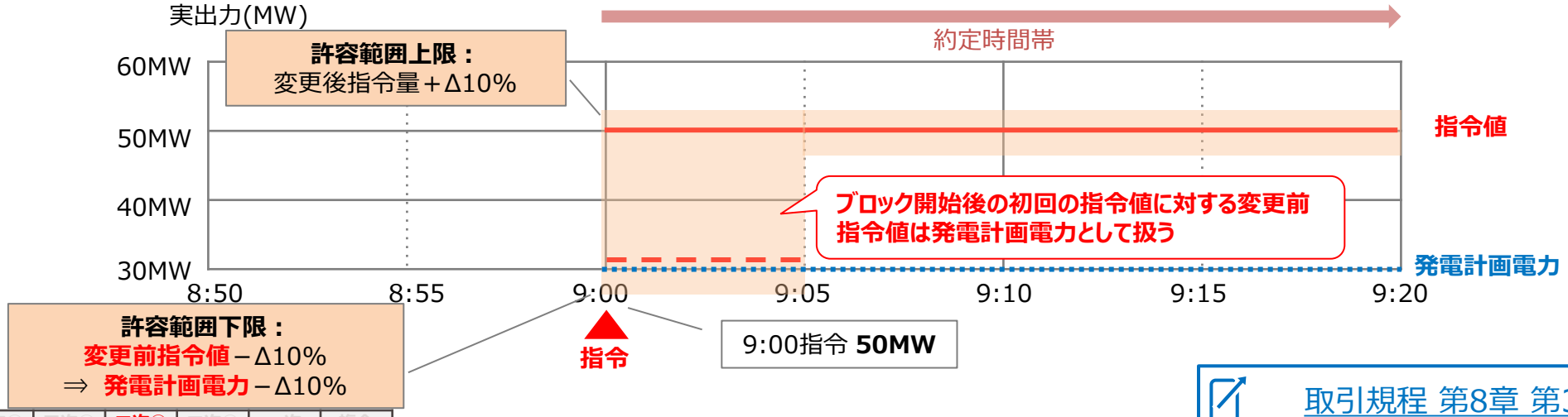
取引規程 第8章 第39条

（参考）余力活用に関する契約がない場合のブロック開始時点の許容範囲（2/3）

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き（＝指令値にもとづくアセスメントⅡを実施するとき）



取引規程 第8章 第39条

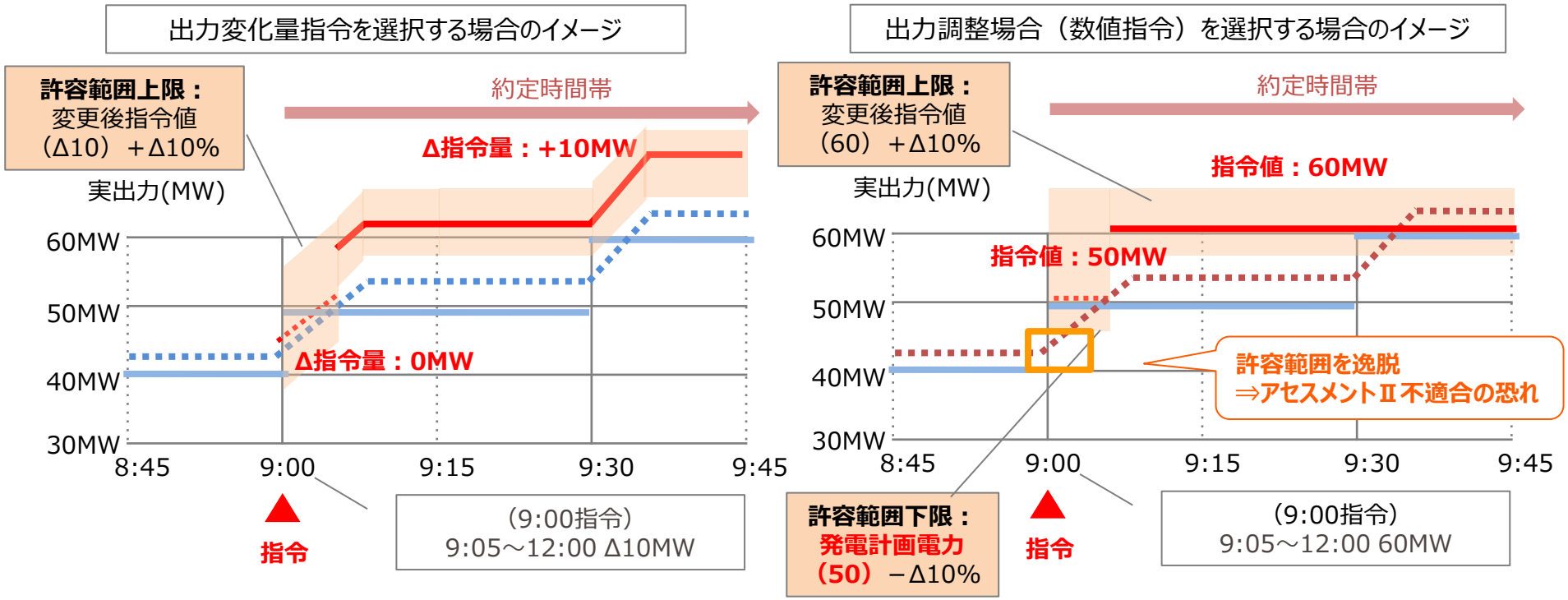
（参考）余力活用に関する契約がない場合のブロック開始時点の許容範囲（3/3）

- 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



：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）

取引規程 第8章 第39条

（参考）指令を出力増減指令（接点信号）により行う場合等における実働試験およびアセスメントⅡ 不適合時の報告様式

- 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。

取引規程 第7章 第35条

（参考）約定したリソースが余力活用に関する契約を締結しΔｋW約定量以上の余力の部分を使用した場合のアセスメントⅡについて（１／２）

● 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

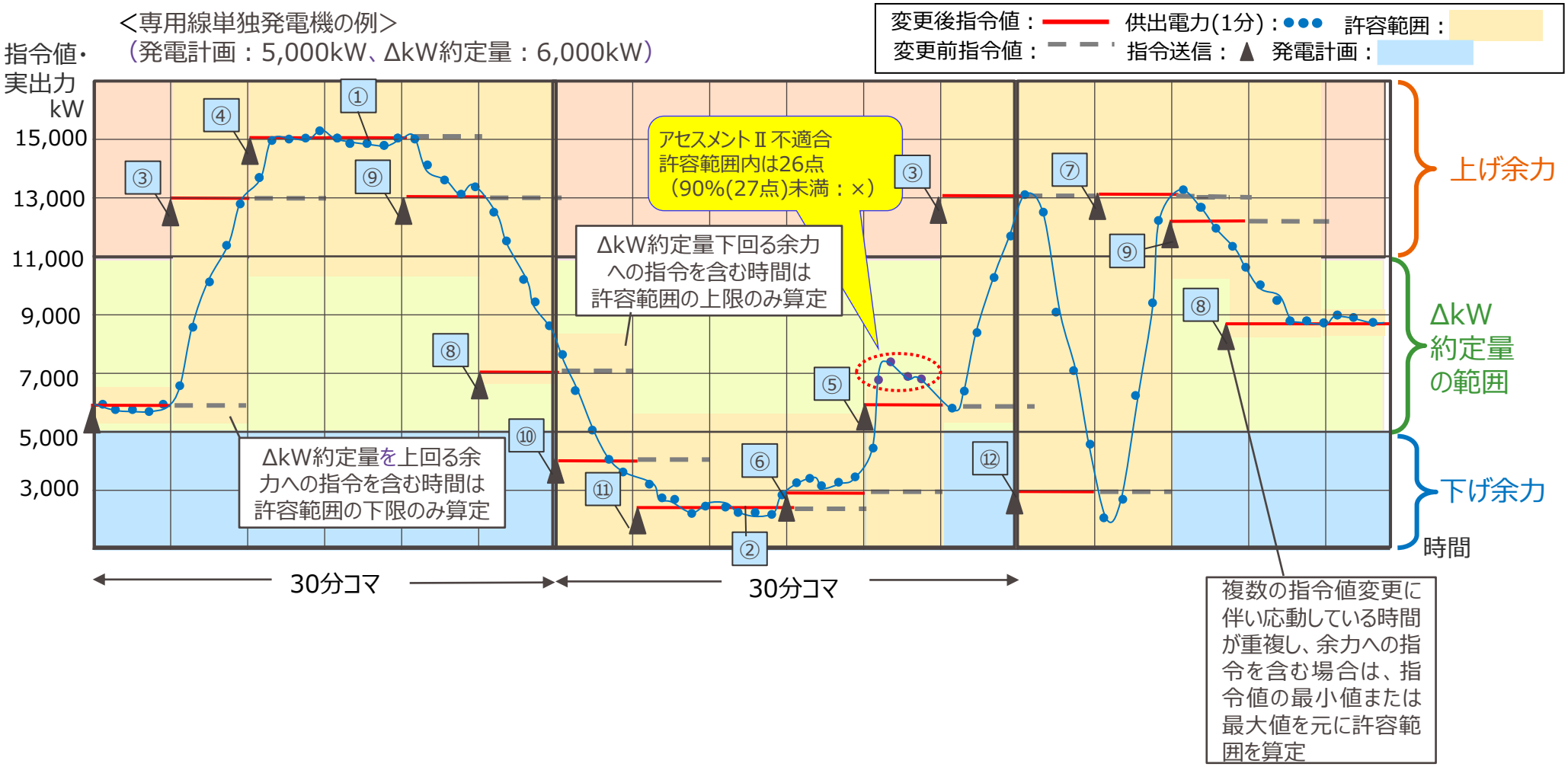
	許容範囲の算定区分	変更前指令量	変更後指令量	許容範囲の算定式
①	指令値変更に伴い応動している時間を除く時間	上げ余力内で一定		「当該30分コマのΔｋW約定量×90%」以上
②		下げ余力内で一定		「当該30分コマのΔｋW約定量×10%」以下
③	増加方向への指令値変更に伴い応動している時間	ΔkW約定量の範囲	上げ余力	「変更前指令量－当該30分コマのΔｋW約定量×10%」以上
④		上げ余力	上げ余力	「当該30分コマのΔｋW約定量×90%」以上
⑤		下げ余力	ΔkW約定量の範囲	「変更後指令量＋当該30分コマのΔｋW約定量×10%」以下
⑥		下げ余力	下げ余力	「当該30分コマのΔｋW約定量×10%」以下
⑦		下げ余力	上げ余力	制限無し（全域）
⑧	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	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		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。

取引規程 第7章 第39条

（参考）約定したリソースが余力活用に関する契約を締結しΔｋＷ約定量以上の余力の部分を使用した場合のアセスメントⅡについて（２／２）



取引規程 第7章 第39条

別冊（二次調整力①）
アセスメント

2-9. アセスメント　a. アセスメントⅠ(単独発電機)

- 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、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。

〇単独発電機におけるアセスメントⅠの算定式

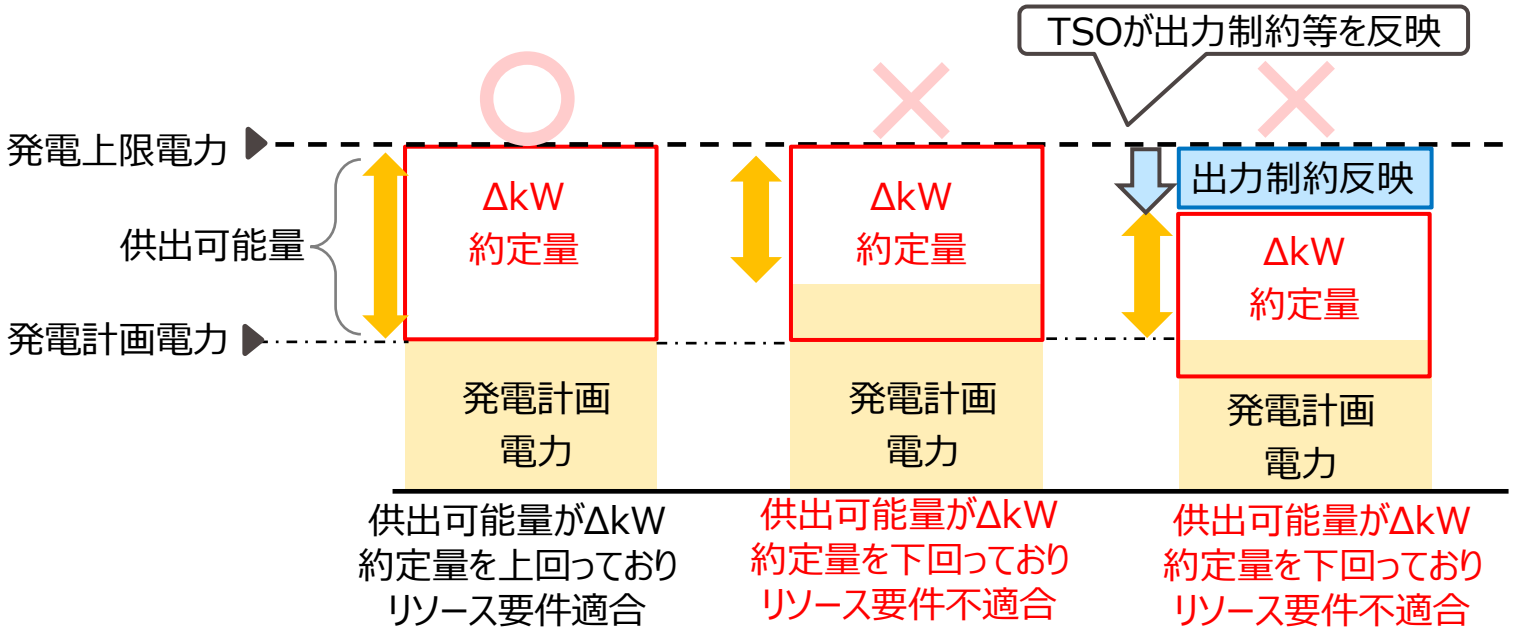
・同一リソースが同一提供期間において複数約定していない場合

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）



取引規程 第8章 第39条

2-9. アセスメント　b.アセスメントⅠ(発電機リスト・パターン)

- 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、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。

〇発電機リスト・パターンにおけるアセスメントⅠの算定式

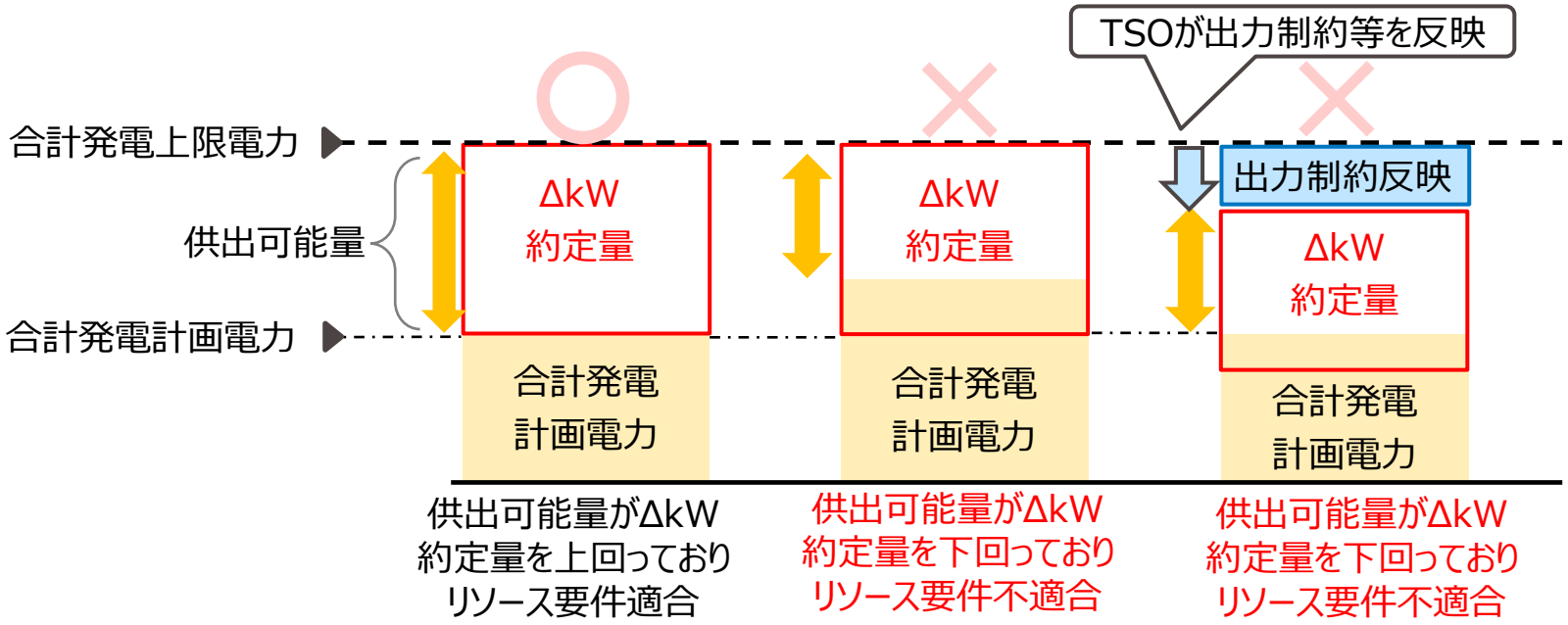
・同一リソースが同一提供期間において複数約定していない場合

供出可能量＝合計発電上限電力－合計発電計画電力

・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＝合計発電上限電力－合計発電計画電力－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



取引規程 第8章 第39条

2-9. アセスメント　c.アセスメントⅠ(需要家リスト・パターン)

- 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。

〇需要家リスト・パターンにおけるアセスメントⅠの算定式

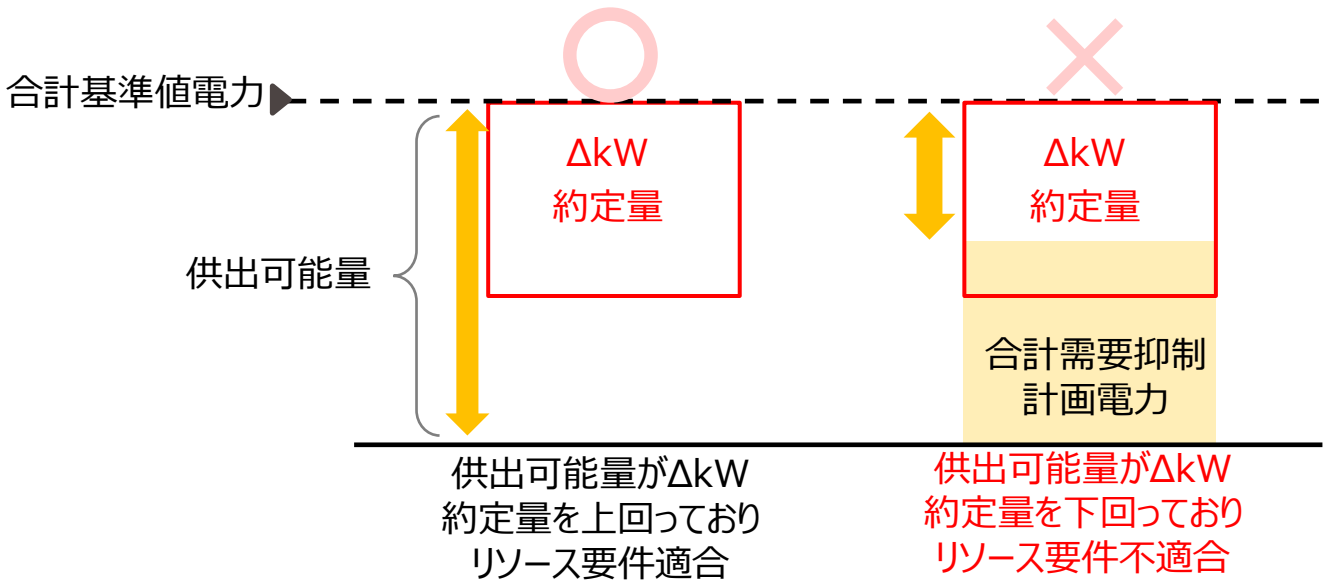
・同一リソースが同一提供期間において複数約定していない場合

供出可能量＝合計基準値電力－合計需要抑制計画電力

・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＝合計基準値電力－合計需要抑制計画電力－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



取引規程 第8章 第39条

2-9. アセスメント　d.アセスメントⅠ(ネガポジリスト・パターン)

- 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、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。

〇ネガポジリスト・パターンにおけるアセスメントⅠの算定式

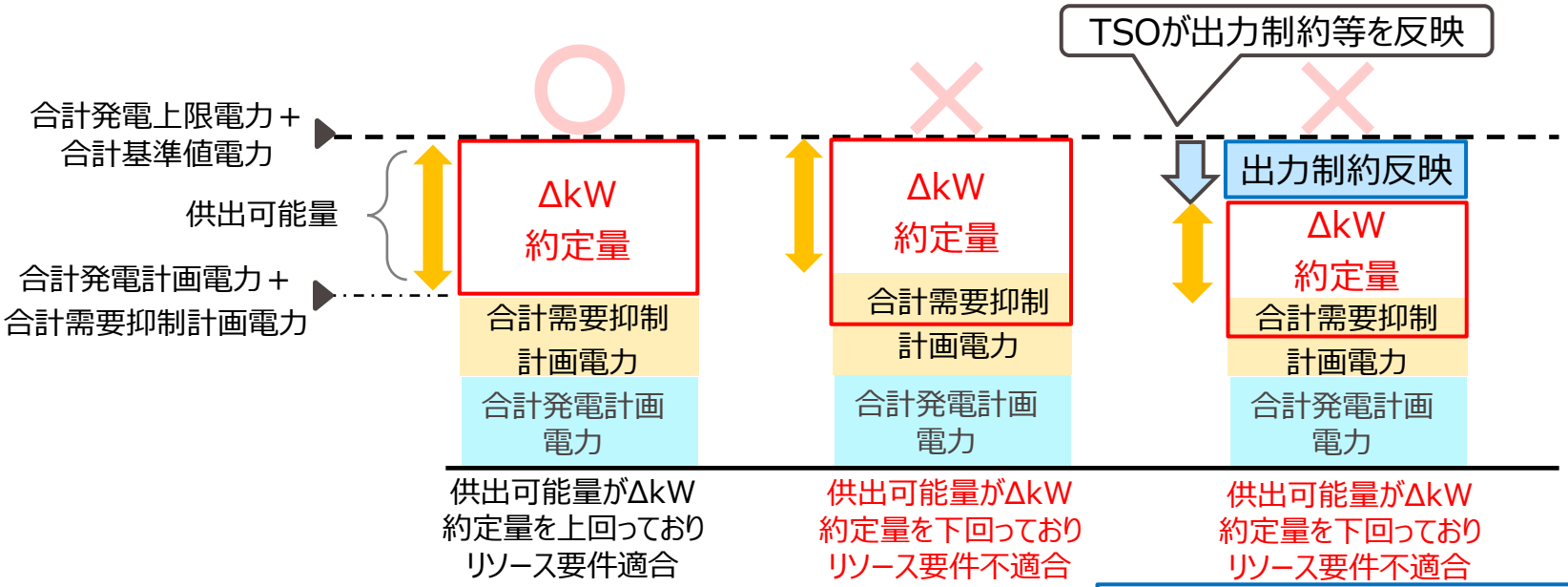
・同一リソースが同一提供期間において複数約定していない場合

供出可能量＝（合計発電上限電力－合計発電計画電力）＋（合計基準値電力－合計需要抑制計画電力）

・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＝（合計発電上限電力－合計発電計画電力）＋（合計基準値電力－合計需要抑制計画電力）
－控除ΔkW約定量※

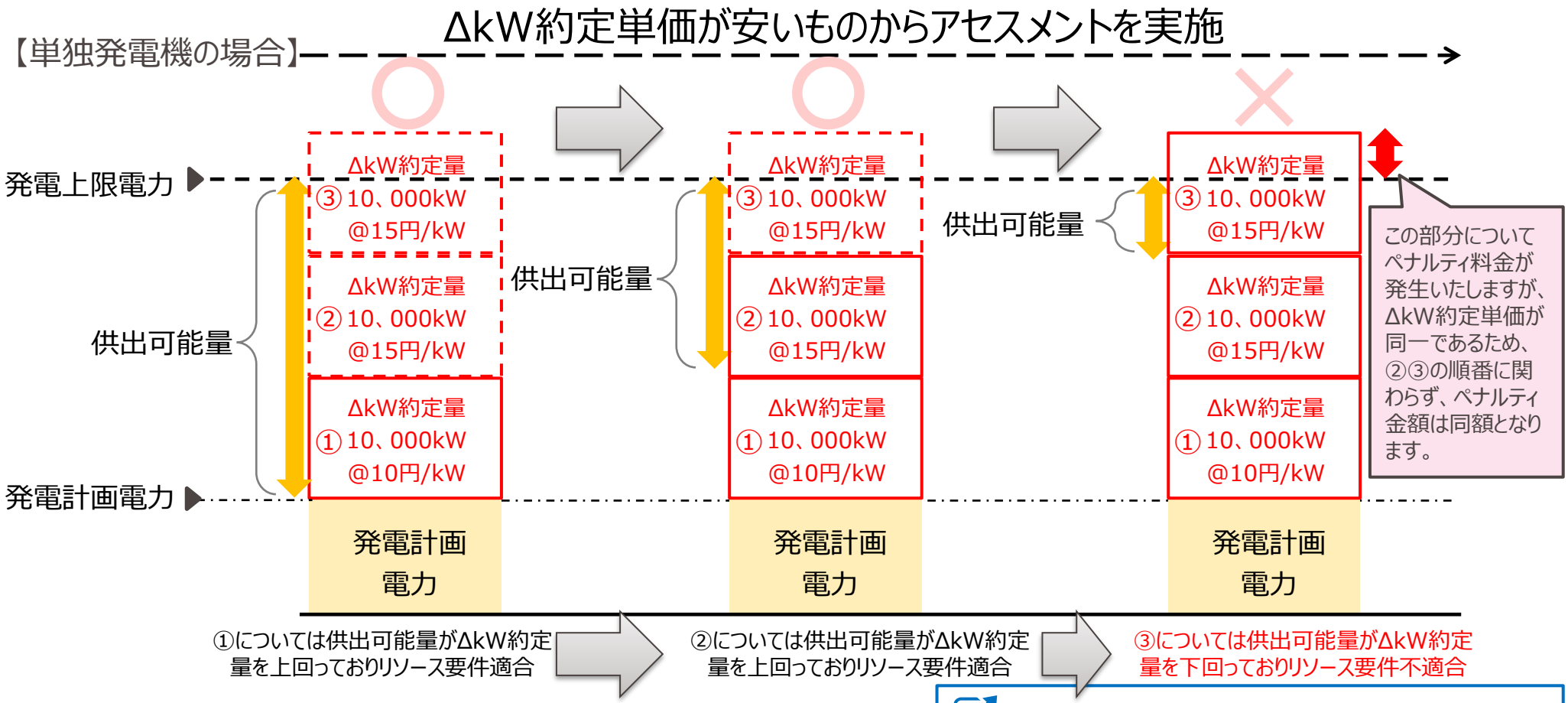
※ 当該リソースにおいて評価対象約定分のΔkW約定単価よりΔkW約定単価が安い約定分および評価対象の約定分とΔｋＷ約定単価が同一かつ既に評価を行った約定分の約定量合計



取引規程 第8章 第39条

（参考）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のアセスメントⅠ

- 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。

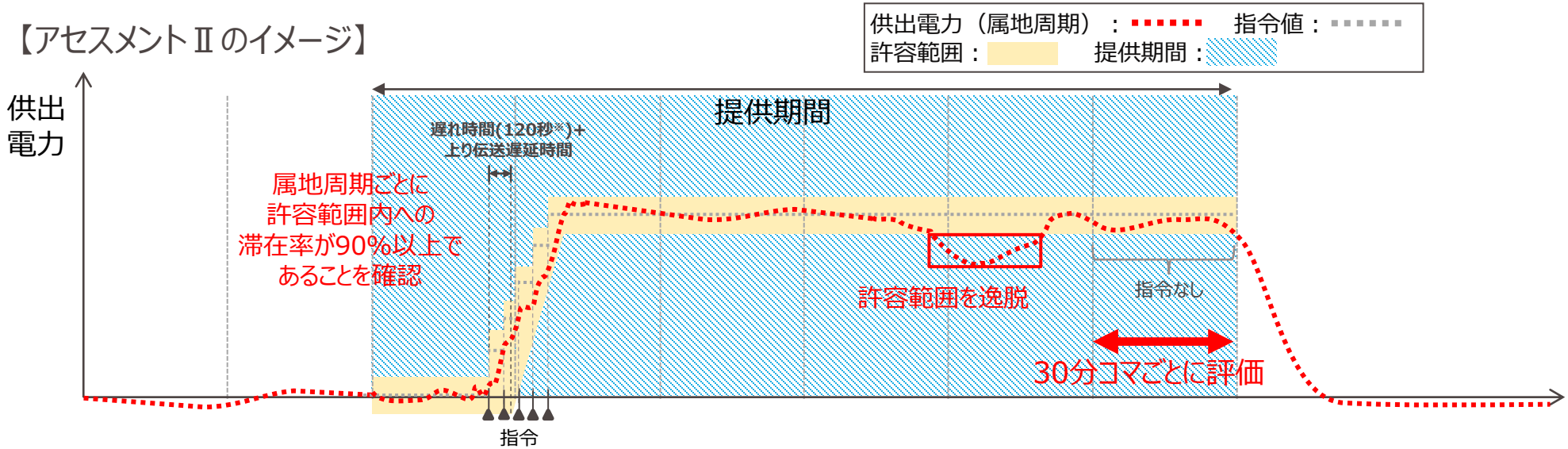


取引規程 第8章 第39条

e. アセスメントⅡ(1/8)

- 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（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	要件適合	要件適合	要件不適合	要件適合	アセスメント対象外	アセスメント対象外

※ 新設発電機の場合は30秒

取引規程第8章第39条

- 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。

〇供出電力（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、供出電力（属地周期）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。

取引規程第8章第39条

2-9. アセスメント　e. アセスメントⅡ(3/8)

- 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。

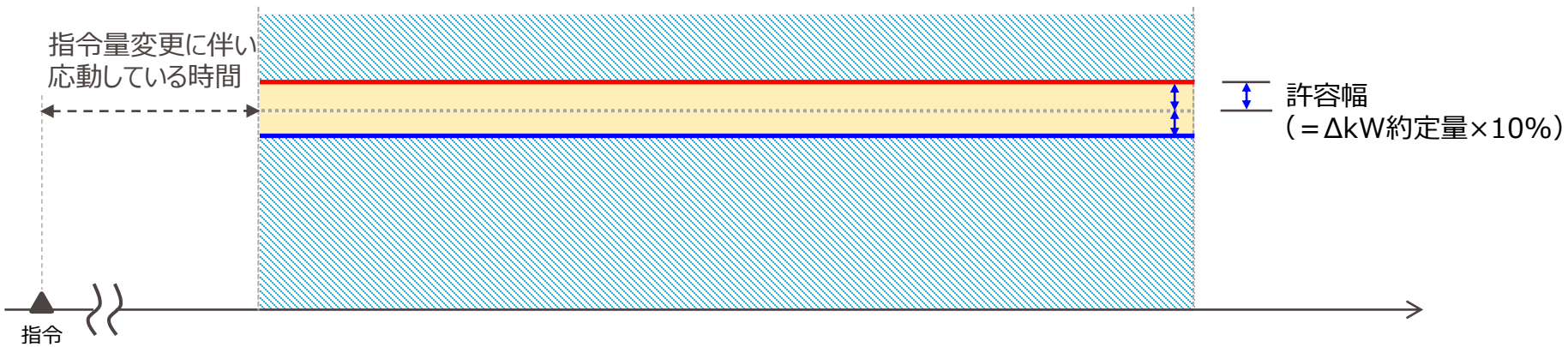
〇許容範囲の算定式(出力変化量指令および出力増減指令（接点信号）を選択する場合※2)

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ΔｋＷ約定量×10%

上限値：指令量＋当該30分コマのΔｋＷ約定量×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)】



※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。

取引規程第8章第39条

e. アセスメントⅡ(4/8)

- 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。

〇許容範囲の算定式(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ΔｋＷ約定量×10%

上限値：変更後指令量＋当該30分コマのΔｋＷ約定量×10%

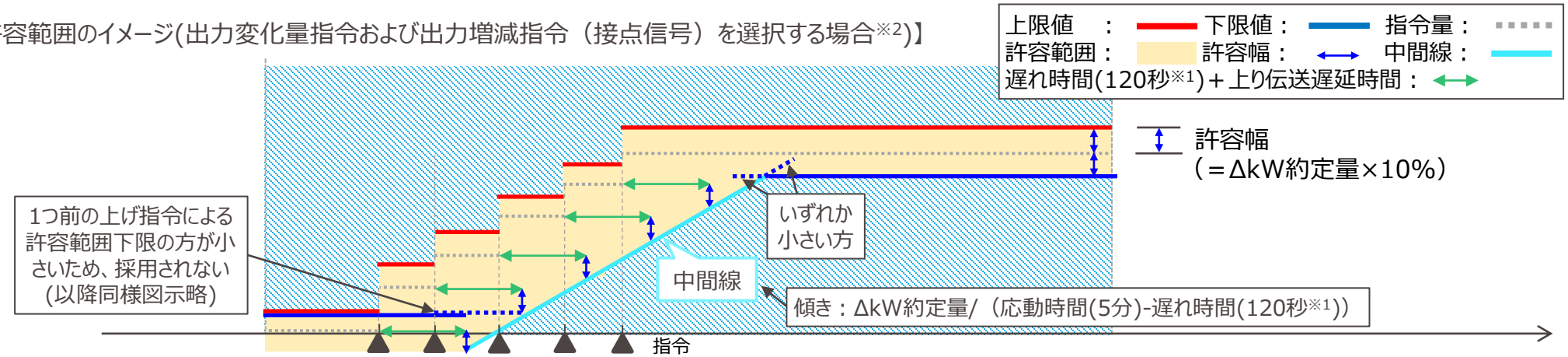
ｂ．変更後指令が送信されてから遅れ時間および上り伝送遅延時間の経過以降、応動時間および上り伝送遅延時間経過するまで※3

下限値：「変更前指令量＋当該30分コマのΔｋＷ約定量／（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）－当該30分コマのΔｋＷ約定量×10%」または「変更後指令量－当該30分コマのΔｋＷ約定量×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－当該30分コマのΔｋＷ約定量×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＋当該30分コマのΔｋＷ約定量×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。

取引規程第8章第39条

e. アセスメントⅡ(5/8)

- 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。

〇許容範囲の算定式(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ΔｋＷ約定量×10%

上限値：変更前指令量＋当該30分コマのΔｋＷ約定量×10%

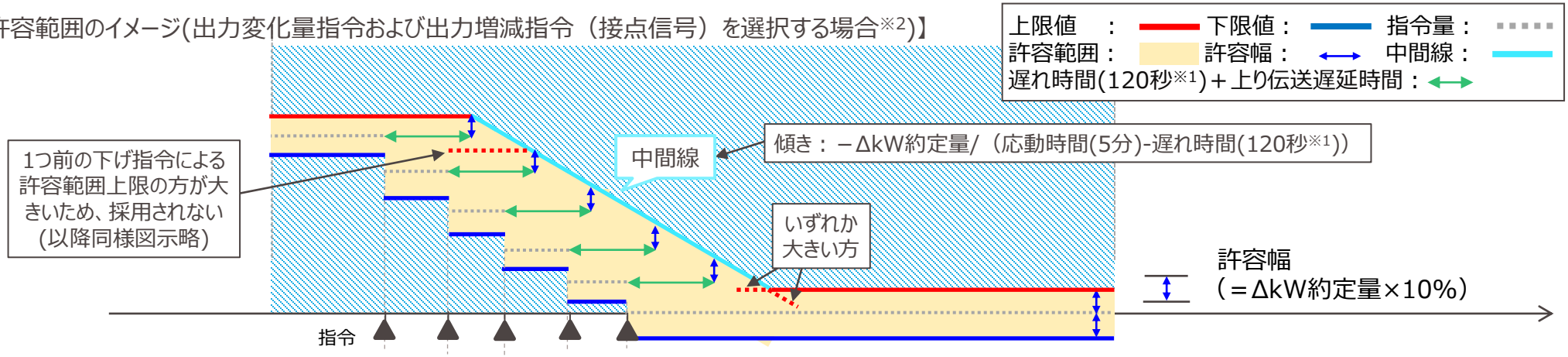
ｂ．変更後指令が送信されてから遅れ時間および上り伝送遅延時間の経過以降、応動時間および上り伝送遅延時間経過するまで※３

下限値：変更後指令量－当該30分コマのΔｋＷ約定量×10%

上限値：「変更前指令量－当該30分コマのΔｋＷ約定量／（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）＋当該30分コマのΔｋＷ約定量×10%」または「変更後指令量＋当該30分コマのΔｋＷ約定量×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＋当該30分コマのΔｋＷ約定量×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。

※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)】



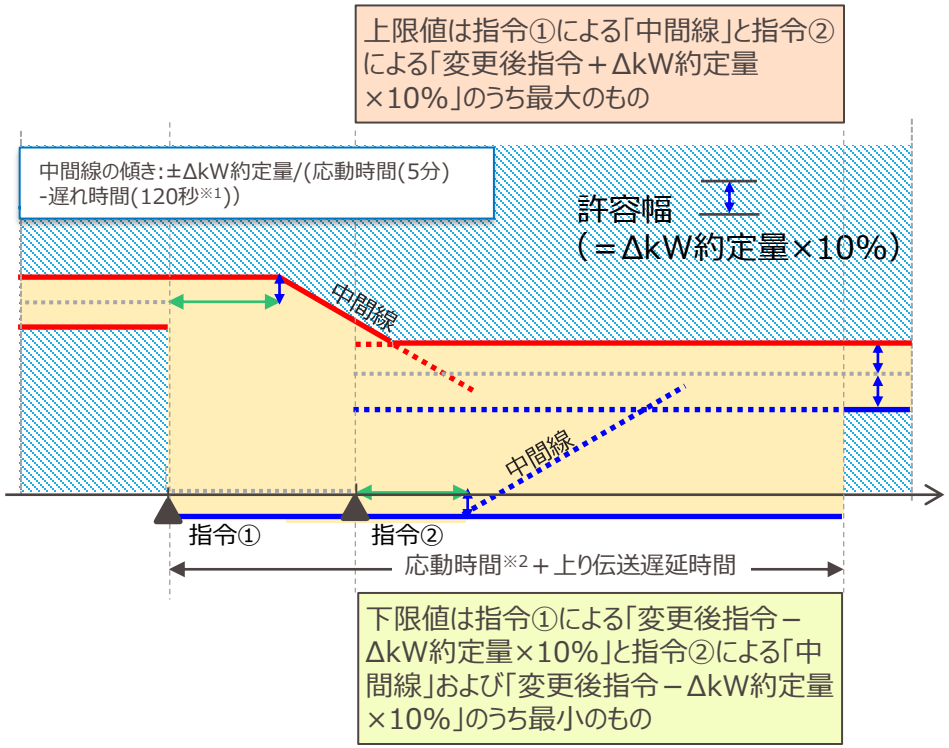
※1　新設発電機の場合は30秒
※2　出力調整指令（数値指令）の場合は指令量を指令値に読み替える。

取引規程第8章第39条

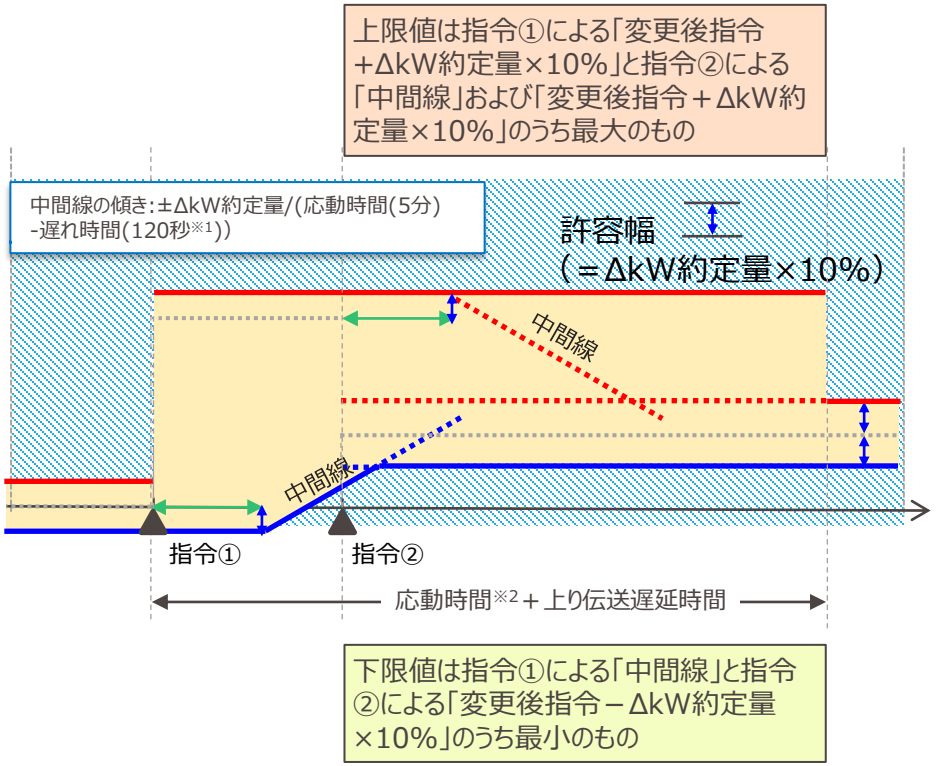
（参考）指令への応動中に指令量を変更した場合のアセスメントⅡ

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



上限値　：　下限値：　指令量：
許容範囲：　許容幅：
遅れ時間(120秒※1)＋上り伝送遅延時間：

※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

取引規程第8章第39条

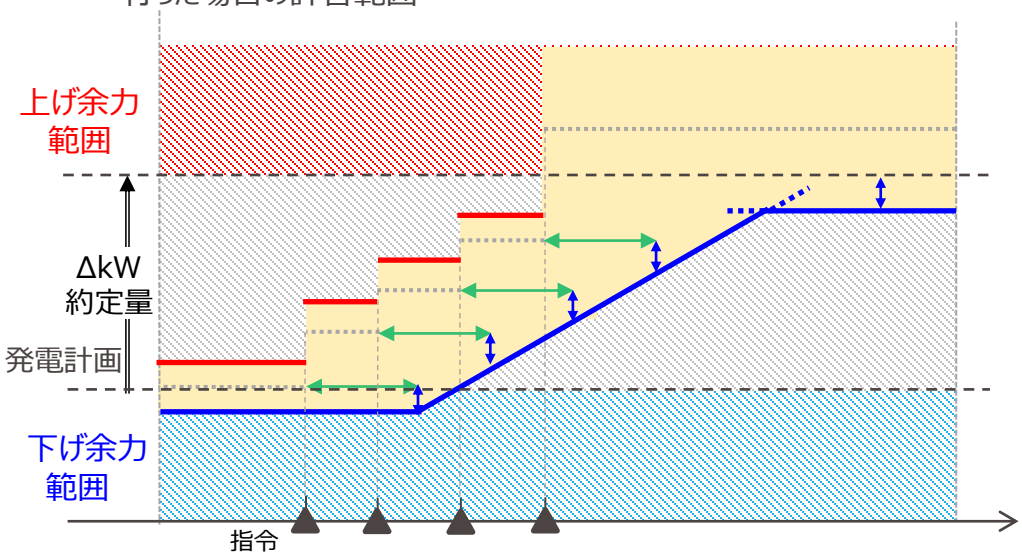
- 以下に該当する30分コマについては、アセスメントⅡの対象外といたします。
  - ■ 余力活用に関する契約を締結していない場合で、取引規程第26条（取引対象のΔｋＷ）に定めるΔｋＷの要件を超えて指令を行った時間を含むとき
  - ■ 余力活用に関する契約を締結している場合で、取引規程第26条（取引対象のΔｋＷ）第１項(2)に定める指令以外の方法で指令を行った時間を含むとき
- 約定したリソースが余力活用に関する契約を締結している場合で、ΔｋＷ約定量以上の余力の部分を使用した時間を含むときにおいても、ΔｋＷ約定量の範囲内で属地TSOの指令に従い実際に調整していることを確認いたします。

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

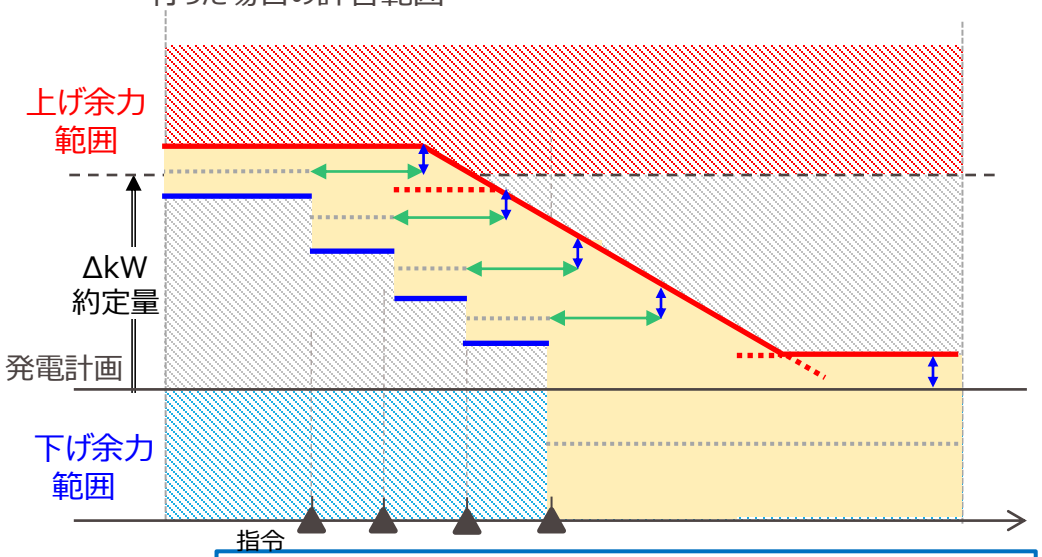
(下図は、単独発電機かつ出力調整指令（数値指令）の場合をイメージしております。)

上限値　：　下限値：　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ΔｋＷ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ΔｋＷ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

取引規程第8章第39条

（参考） 約定したリソースが余力活用に関する契約を締結しΔｋW約定量以上の余力の部分を使用した場合のアセスメントⅡについて（１／２）

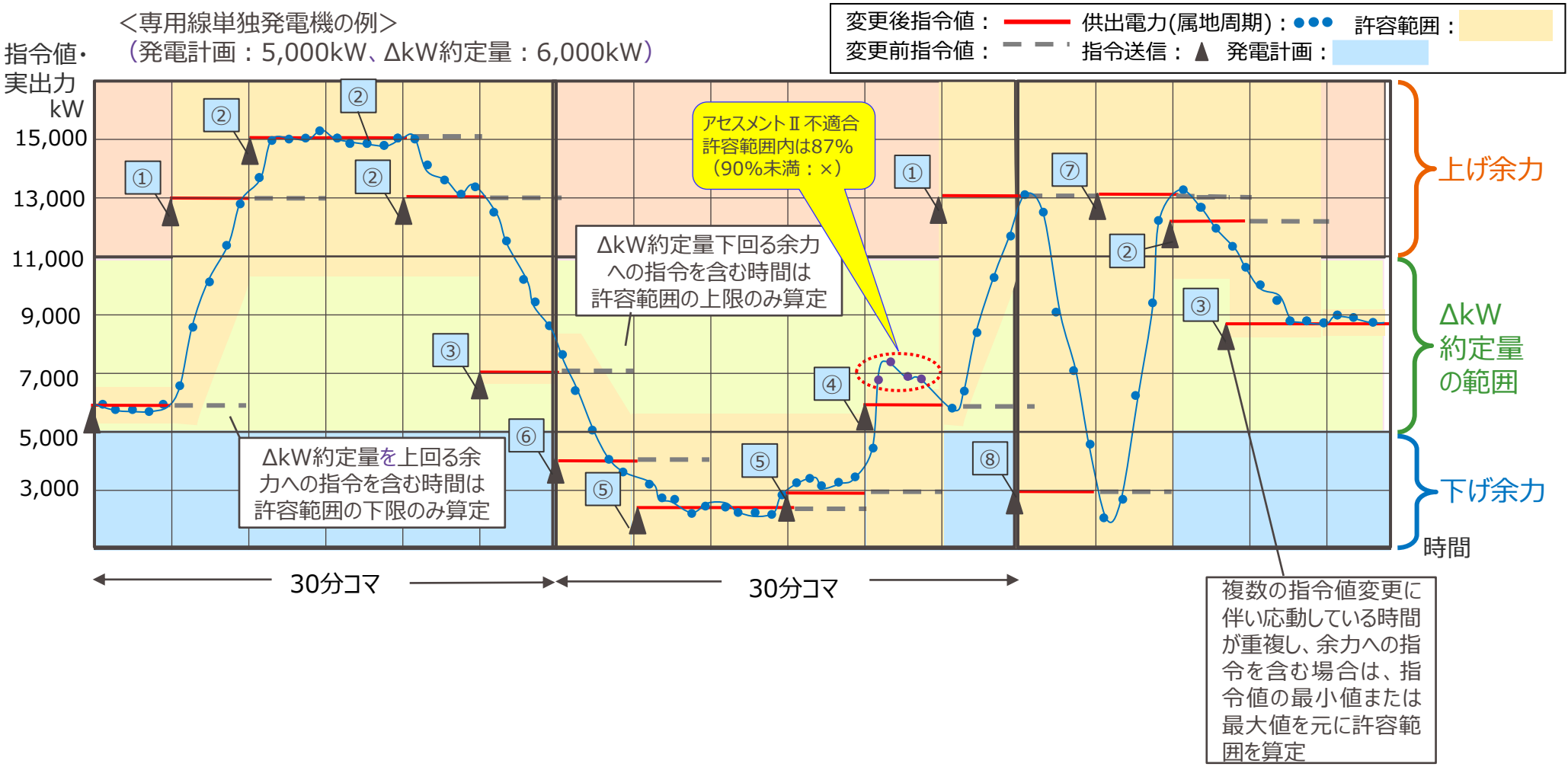
- 約定したリソースが余力活用に関する契約を締結している場合で、二次調整力①のΔｋW約定量を上回る範囲（以下、「上げ余力」といいます。）または下回る範囲（以下、「下げ余力」といいます。）への指令行ったときは、ΔｋW約定量の範囲内で属地TSOの指令に追従していることを確認するために、以下のとおり許容範囲を算定します。

	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：439～441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：439～441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。

取引規程第8章第39条

（参考）約定したリソースが余力活用に関する契約を締結しΔｋW約定量以上の余力の部分を使用した場合のアセスメントⅡについて（２／２）



取引規程第8章第39条

e. アセスメントⅡ(7/8)

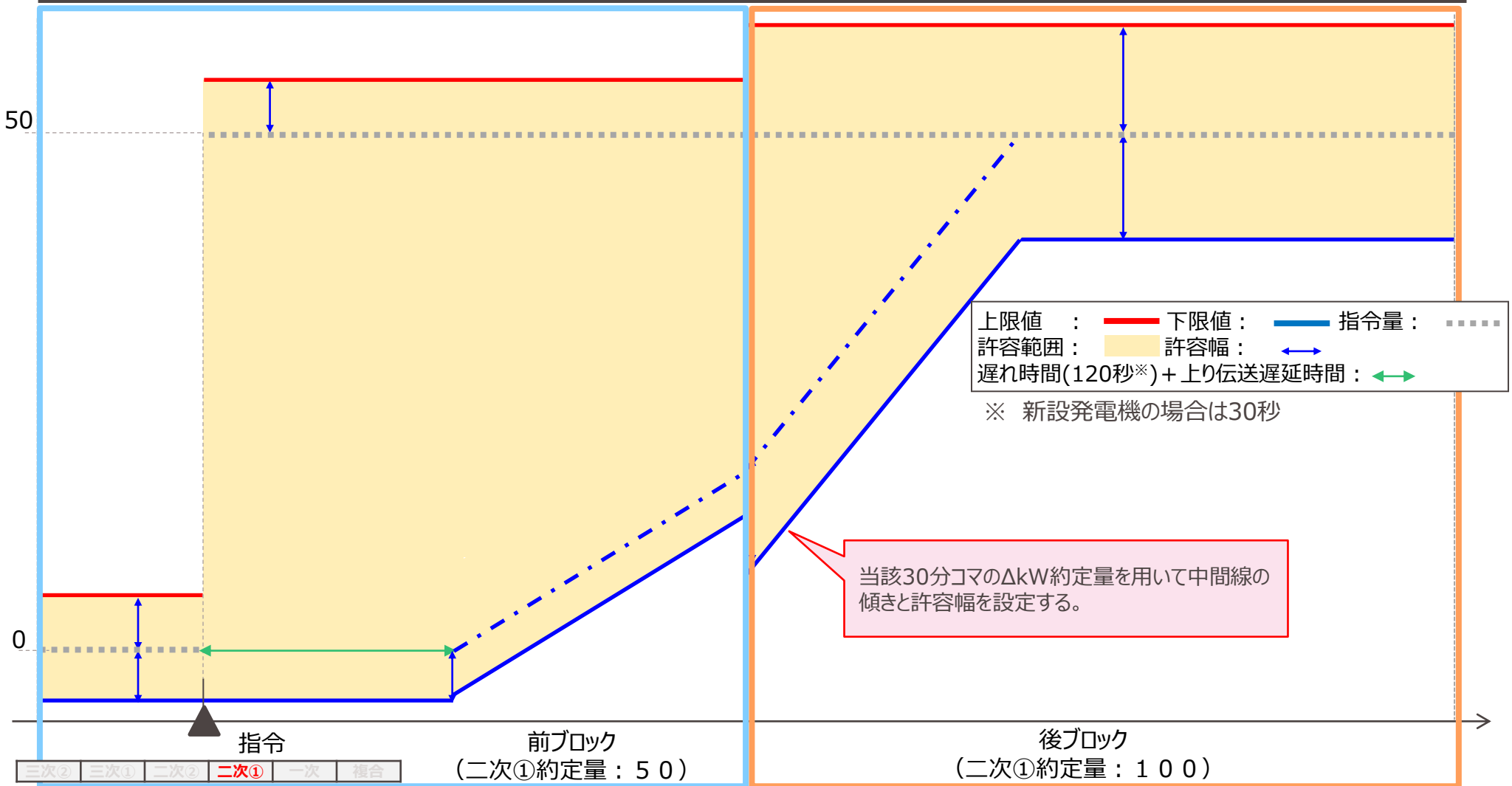
- 同一リソースが同一提供期間において、以下に該当する場合は、取引規程別冊（二次調整力①）第39条（アセスメント）(2)から(6)の定めにかかわらず、取引規程別冊（複合約定）第39条（アセスメント）に定めるアセスメントⅡを実施するものとし、その結果を約定している全ての商品に適用するものとします。
  - 三次調整力②、三次調整力①、二次調整力②、一次調整力または複合商品のいずれか、または複数に同時に約定している場合
  - 余力活用に関する契約において、三次調整力②に相当する機能、三次調整力①に相当する機能、二次調整力②に相当する機能、一次調整力に相当する機能のいずれか、または複数の機能で契約を締結している場合

取引規程第8章第39条

(参考)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

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。



e. アセスメントⅡ(8/8)

- 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45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。

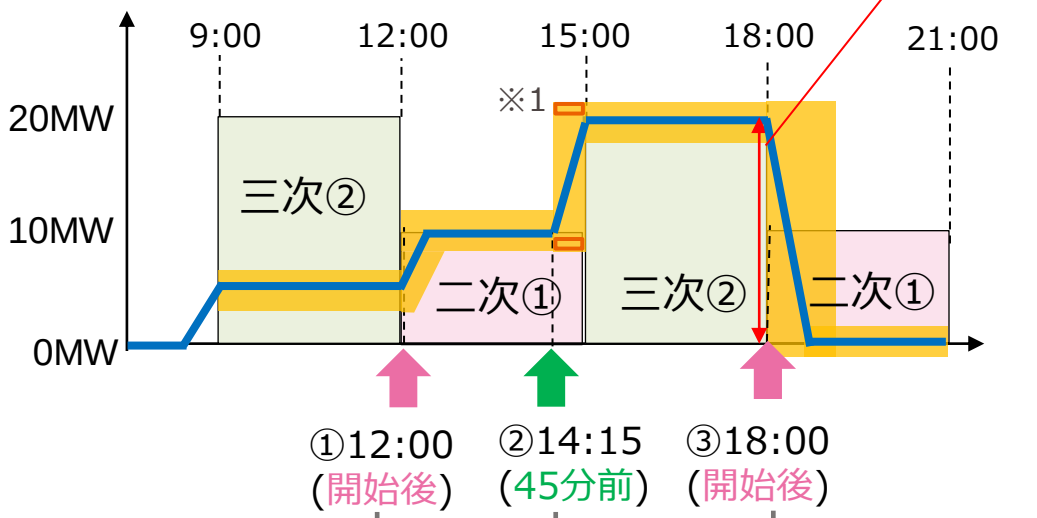
取引規程第7章第35条

（参考） 二次調整力①に約定している提供期間の前・後にＥＤＣ商品と連続で約定した場合の指令方法及びアセスメントⅡの例

● 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】

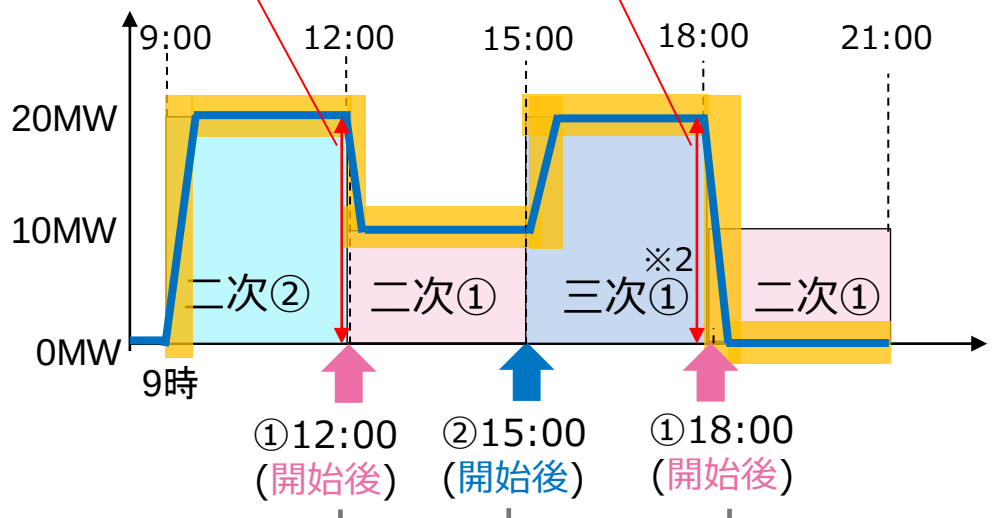
変更前指令値の指令（変化）量が、二次①の約定量を超える場合に、
三次②→二次①の場合は、二次①指令後45分間を三次②の許容範囲として算出する。
三次①→二次①の場合は、二次①指令後15分間を三次①の許容範囲として算出する。
二次②→二次①の場合は、二次①指令後5分間を二次②の許容範囲として算出する。



指令①12:00
10MW ※目標時刻なし

指令②14:15
15:00-18:0020MW

指令③18:00
0MW ※目標時刻なし



指令①12:00
12:00-15:0010MW

指令②15:00
15:15-18:0020MW

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45分前の範囲は、三次②の許容範囲を組み合わせます。

※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

取引規程第7章第35条

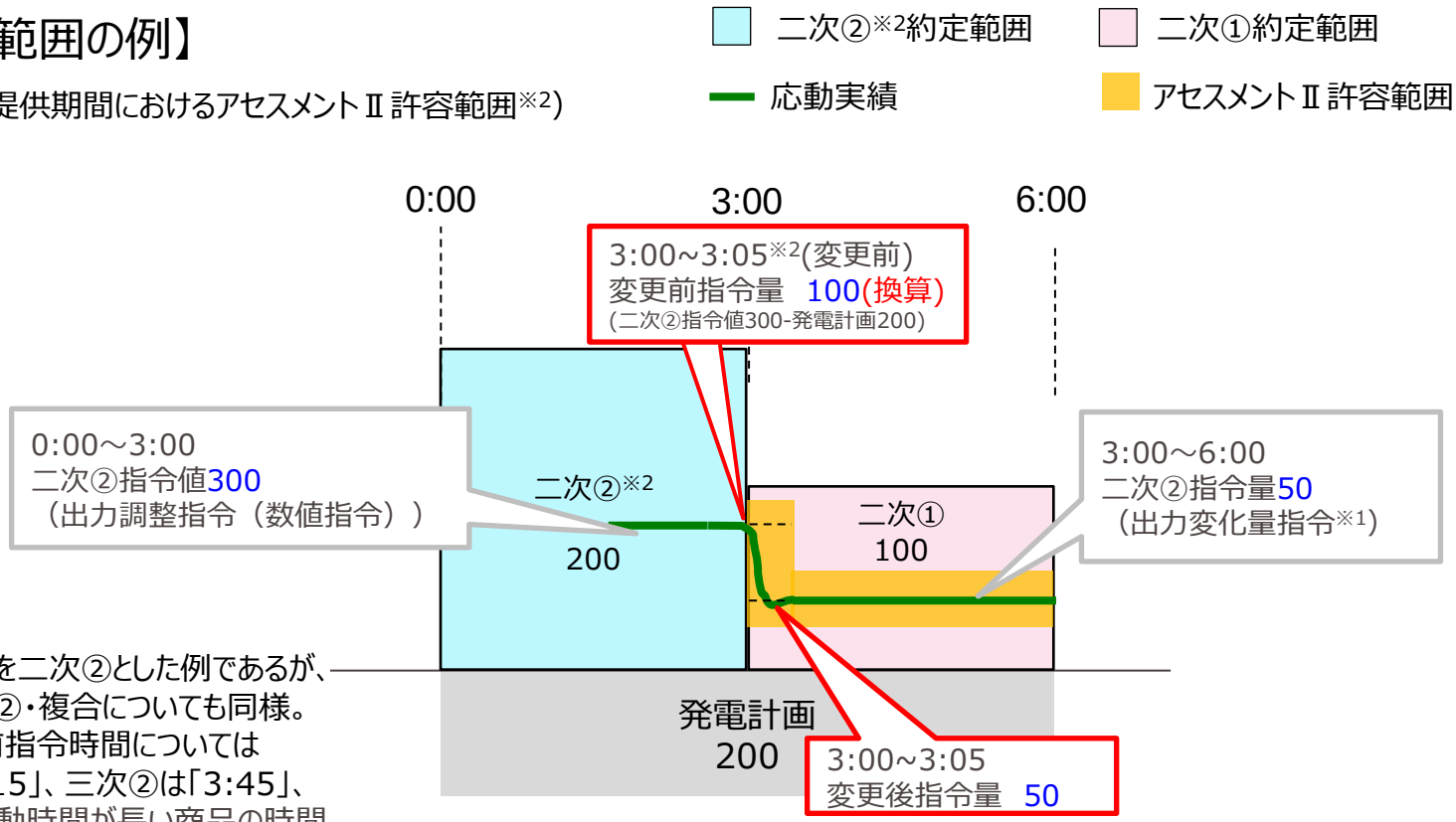
(参考) 変更前指令値の換算について

- 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）



※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「3:45」、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。

取引規程第7章第35条

別冊（一次調整力）
アセスメント

2-9. アセスメント　a.アセスメントⅠ(単独発電機)

- 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、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。

〇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

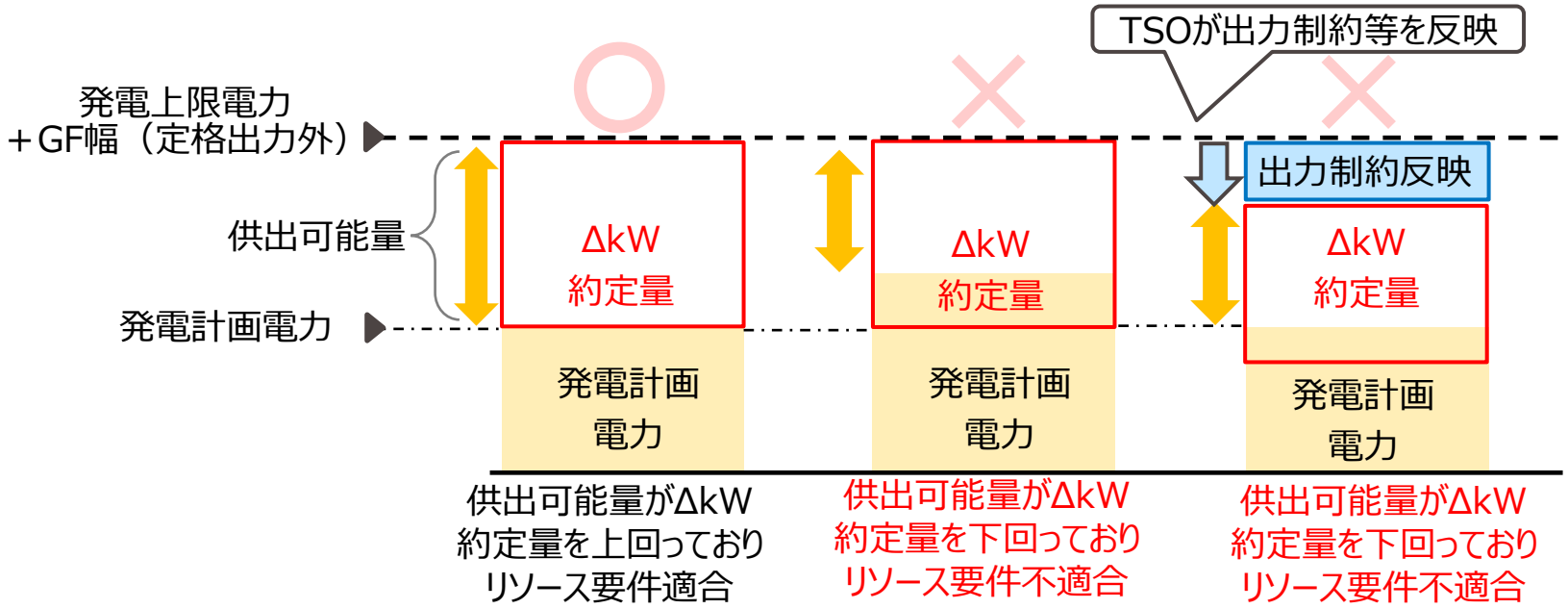
供出可能量＝発電上限電力－発電計画電力＋GF幅（定格出力外）※1

・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）



取引規程第8章第39条

2-9. アセスメント　b.アセスメントⅠ(発電機リスト・パターン)

- 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、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。

〇発電機リスト・パターン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

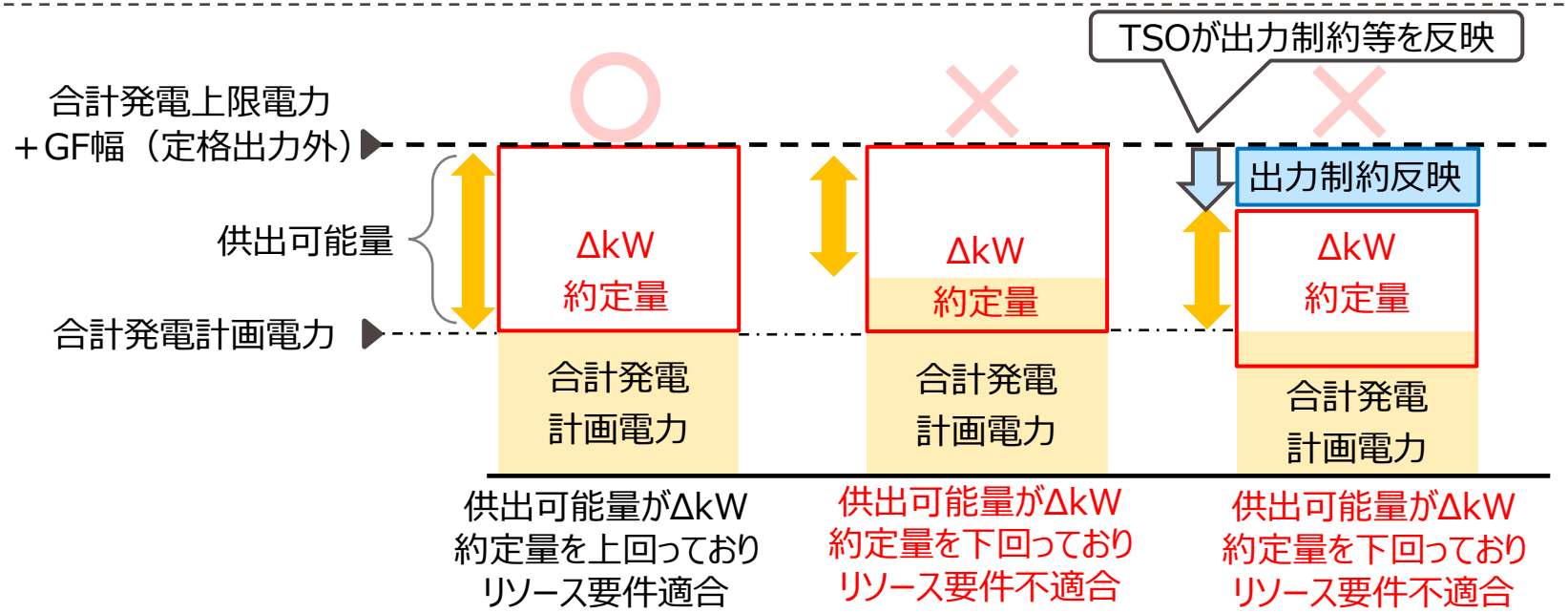
供出可能量＝合計発電上限電力－合計発電計画電力＋GF幅（定格出力外）※1

・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＝合計発電上限電力－合計発電計画電力＋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



取引規程第8章第39条

- 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。

〇需要家リスト・パターンにおけるアセスメントⅠの算定式

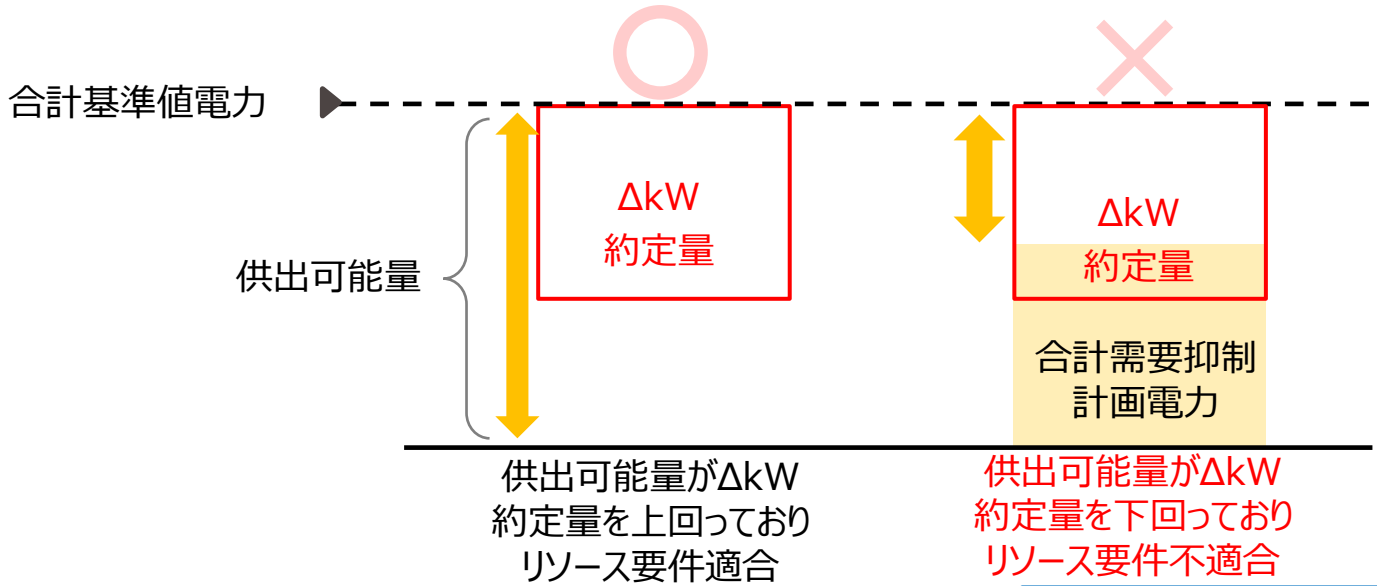
・同一リソースが同一提供期間において複数約定していない場合

供出可能量＝合計基準値電力－合計需要抑制計画電力

・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＝合計基準値電力－合計需要抑制計画電力－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



取引規程第8章第39条

2-9. アセスメント　d.アセスメントⅠ(ネガポジリスト・パターン)

- 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、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。

〇ネガポジリスト・パターン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

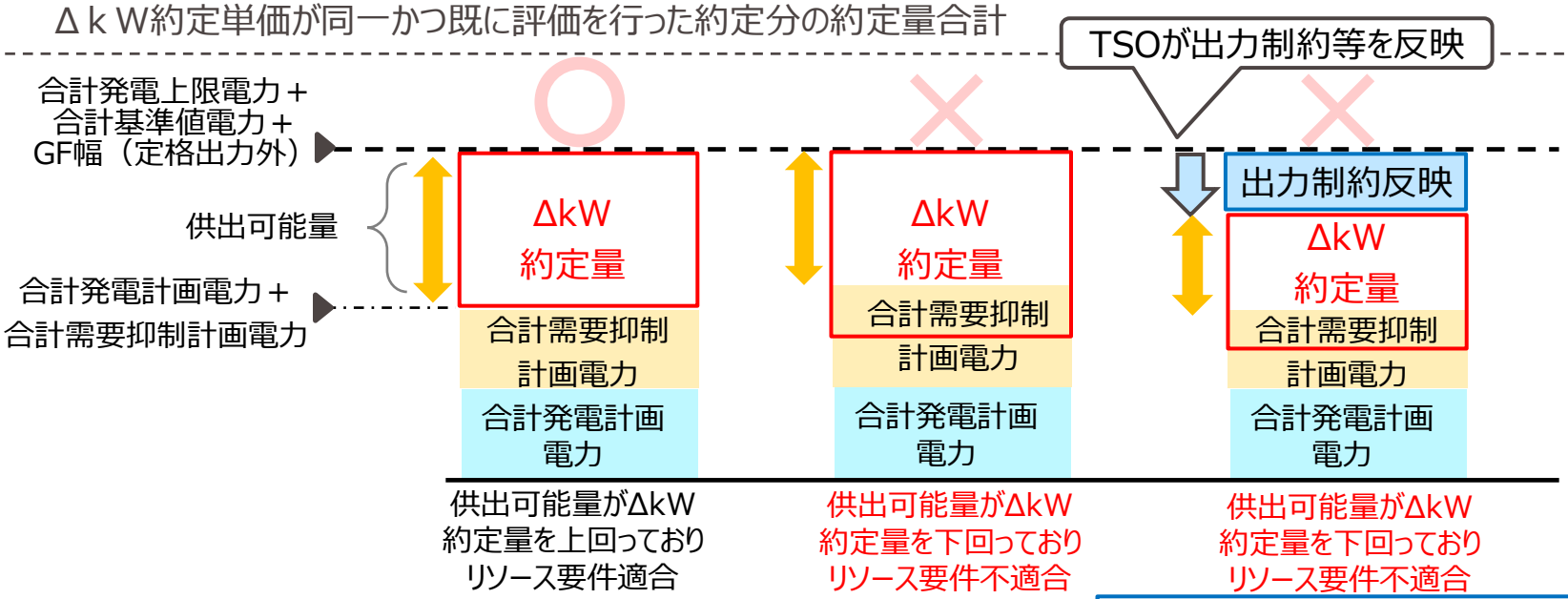
供出可能量＝（合計発電上限電力－合計発電計画電力）＋（合計基準値電力－合計需要抑制計画電力）＋GF幅（定格出力外）※1

・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＝（合計発電上限電力－合計発電計画電力）＋（合計基準値電力－合計需要抑制計画電力）＋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

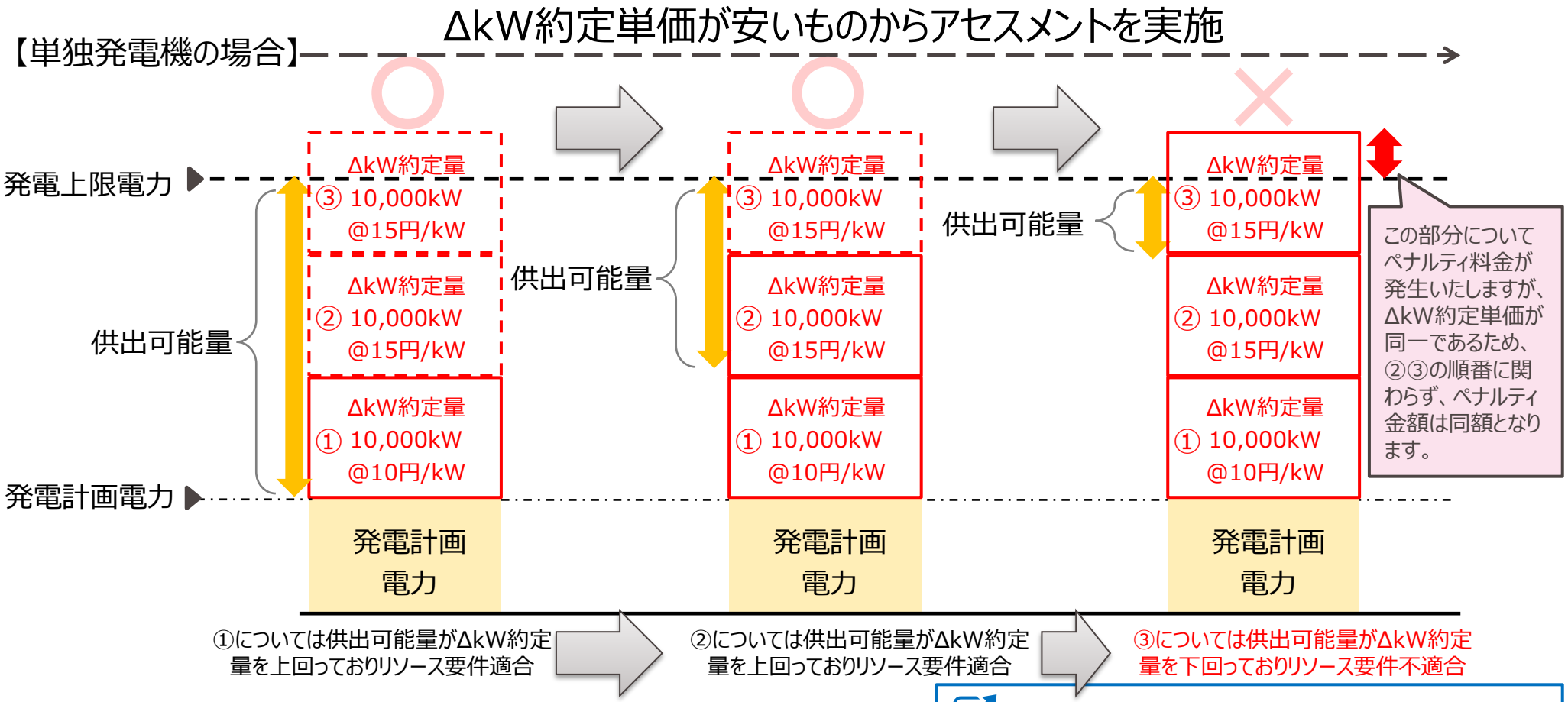
※2 当該リソースにおいて評価対象約定分のΔkW約定単価よりΔkW約定単価が安い約定分および評価対象の約定分とΔｋＷ約定単価が同一かつ既に評価を行った約定分の約定量合計



取引規程第8章第39条

（参考）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のアセスメントⅠ

- 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。



取引規程第8章第39条

2-9. アセスメント　e. アセスメントⅡ(1/10)

- アセスメントⅡは、平常時は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を0.2Hz※下回る都度実施します。

【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】

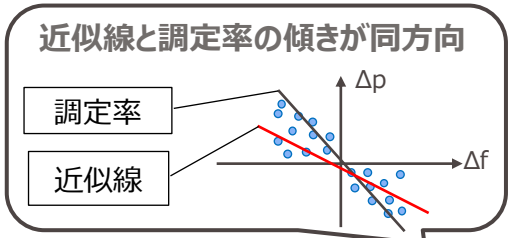
✓ リソースの供出電力（属地周期）または、オフラインは供出電力（1秒）が電源脱落の発生時刻から10秒後を起点に周波数偏差にもとづくΔｋW約定量の許容範囲内であることが最低5分間継続できる場合に要件適合とします。

- 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。

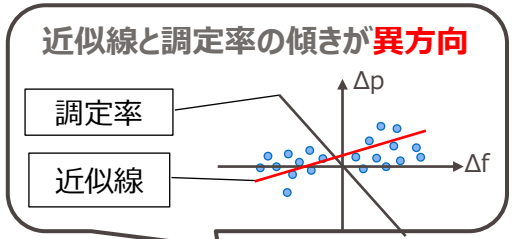
※ 北海道エリアは、0.3Hz

【アセスメントⅡのイメージ】

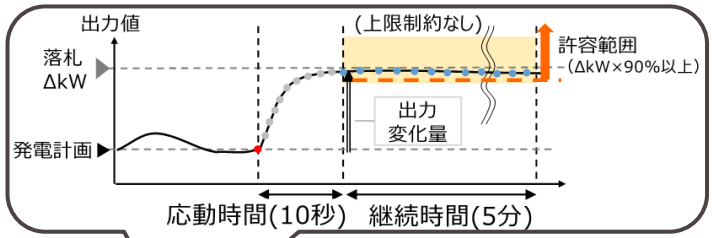
【平常時】



【平常時】



【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

取引規程第8章第39条

e. アセスメントⅡ(2/10)

- 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　単独発電機のとき

(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、供出電力（属地周期）または供出電力（1秒）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。

取引規程第8章第39条

e. アセスメントⅡ(3/10)

- 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※1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。

【異常時】

電源等脱落等後、基準周波数を0.2Hz※2下回るコマ(コマを跨る場合はその次のコマも含む)で属地TSOが指定した期間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。

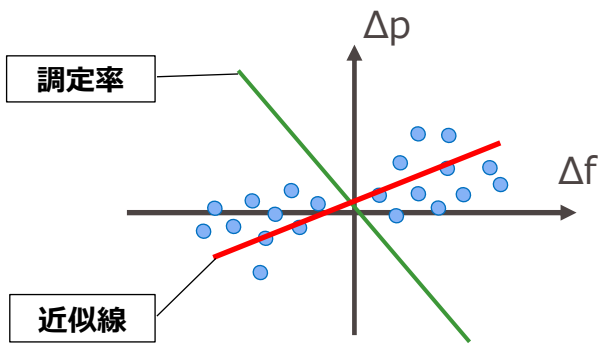
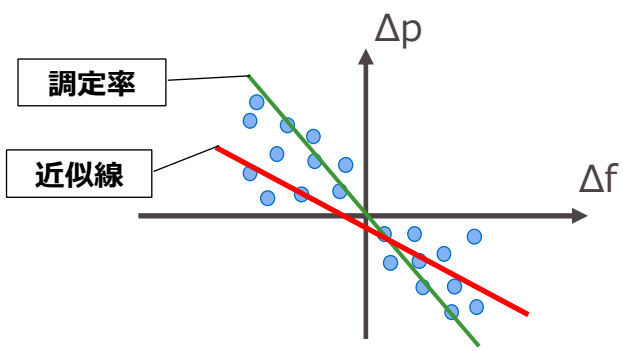
※1 週間市場商品であることを念頭に、特定の7日間(1週間)に少なくとも一つのアセスメントⅡ対象コマが含まれる確率が約90%となるコマ数。
※2 北海道エリアは、0.3Hz

取引規程第8章第39条

- 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】

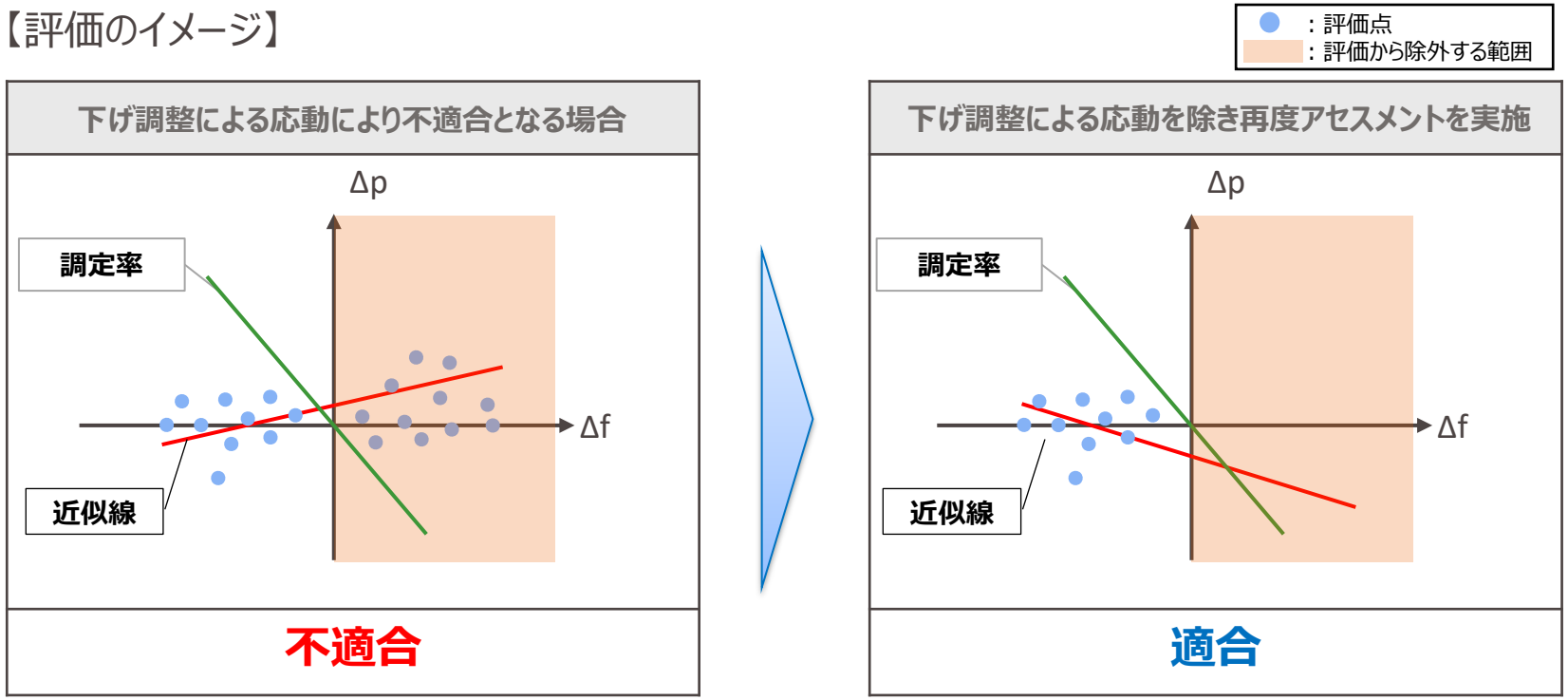
近似線と調定率の傾きが**異方向**の場合	近似線と調定率の傾きが**同方向**の場合
	
不適合	**適合**

取引規程第8章第39条

e. アセスメントⅡ(5/10)

- 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】



取引規程第8章第39条

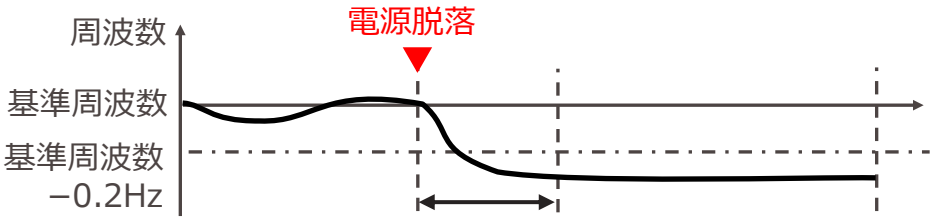
- 一次調整力における異常時のアセスメントⅡは、TSOが選定した供出電力（属地周期）または供出電力（1秒）の補正※1を行ったうえで、以下のとおり評価します。
- 電源脱落の発生時刻※2を起点に10秒後の出力値変化量が周波数偏差にもとづくΔｋW約定量に到達していること、および周波数低下の継続中※3は、最低５分間継続して出力していることが確認できた場合に調整したと判定します。

※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は、電源脱落後最初に基準周波数を下回った時刻（詳細次ページ）

※3 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

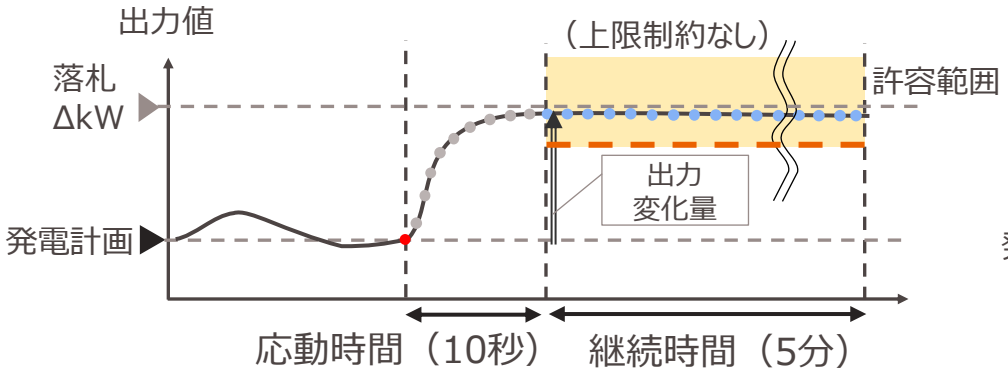
＜電源脱落イメージ＞



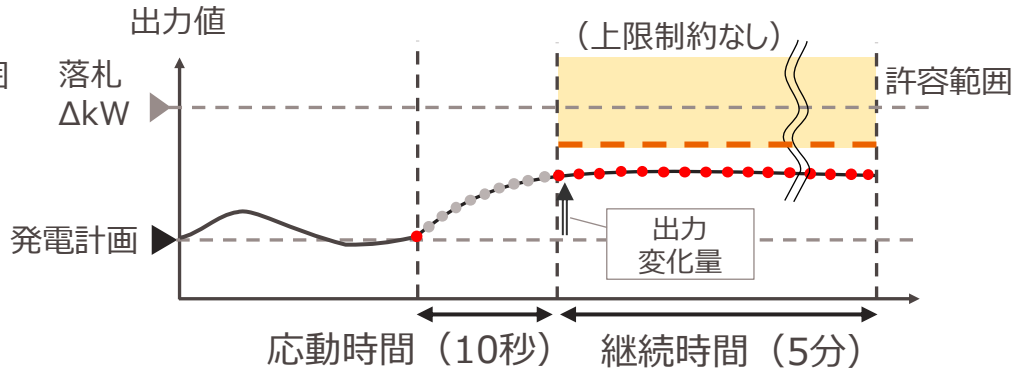
許容範囲の算定式

「理論値（理論値が当該30分コマのΔｋW約定量より大きい場合には，当該30分コマのΔｋW約定量とする）－当該30分コマのΔｋW約定量×10%」以上

＜アセスメントⅡ 適合＞



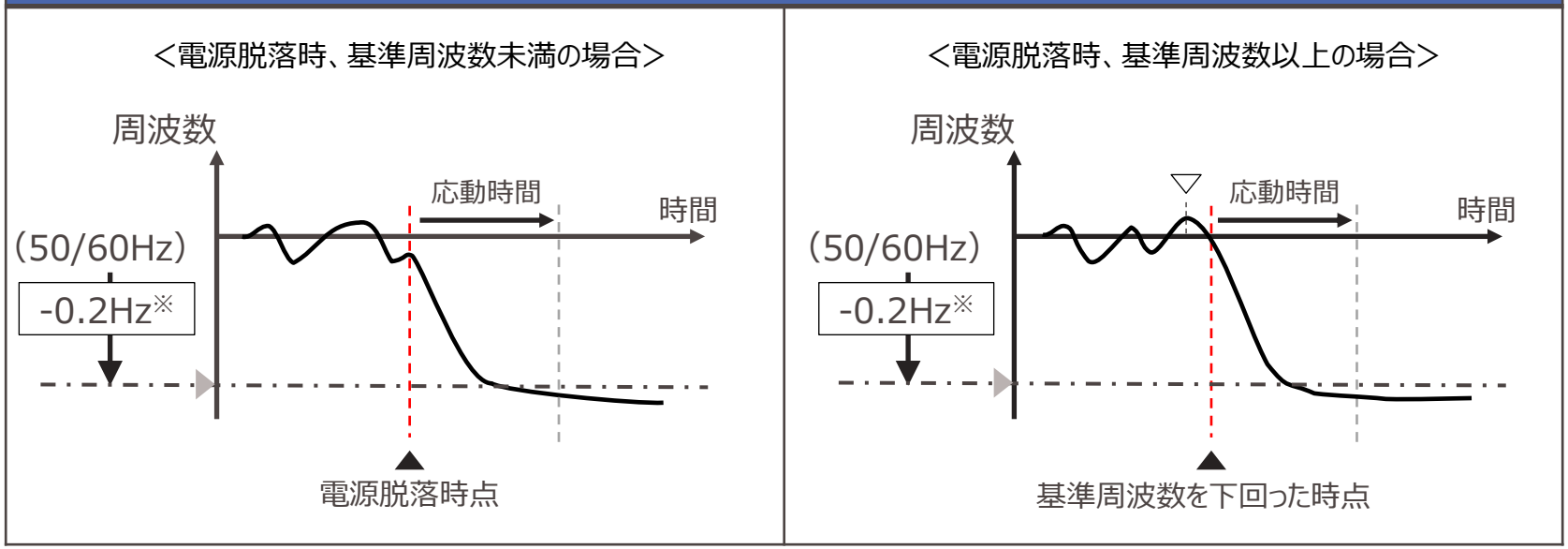
＜アセスメントⅡ 不適合＞



取引規程第8章第39条

- 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。

応動時間の起点



※ 北海道エリアは、0.3Hz

取引規程第8章第39条

e. アセスメントⅡ(8/10

修正

- 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

取引規程第8章第39条

e. アセスメントⅡ(9/10)

- 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45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50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。

取引規程第8章第39条第9章第40条第10章第45条、50条

e. アセスメントⅡ(10/10)

- 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

取引規程第8章第39条

別冊（複合約定）
アセスメント

2-9. アセスメント　a. アセスメントⅠ(単独発電機)

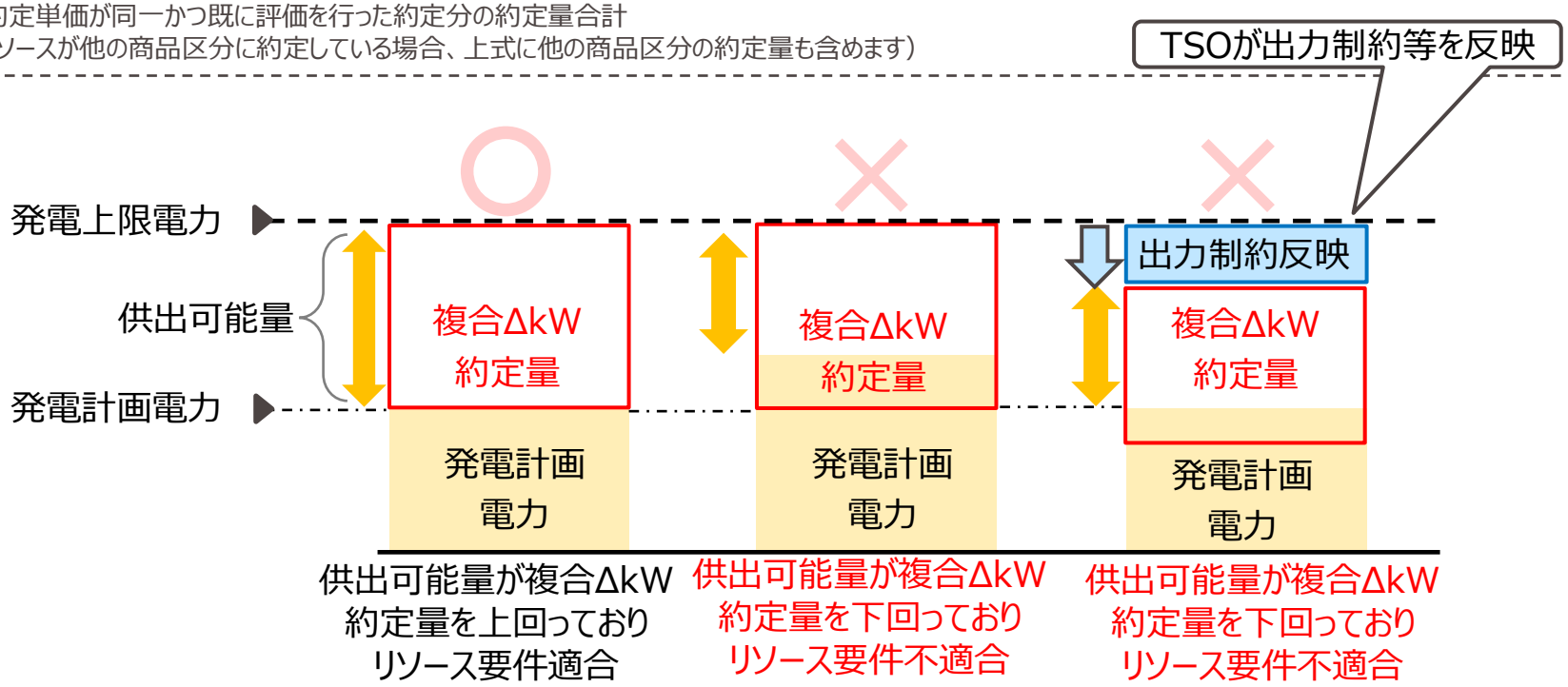
- アセスメントⅠについては、ΔkWの供出可能量が、複合ΔkW約定量を下回っていないかを確認します。
- 同一リソースが同一提供期間において複数約定している場合は、ΔｋＷ約定単価が安い順にアセスメントⅠを実施いたします。
  なお、属地TSOが発電上限に出力制約等が反映されておらず不適当と認めた場合、発電上限電力を修正します。

〇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）



取引規程第8章第39条

2-9. アセスメント　b.アセスメントⅠ(発電機リスト・パターン)

- 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、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。

〇発電機リスト・パターン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。）

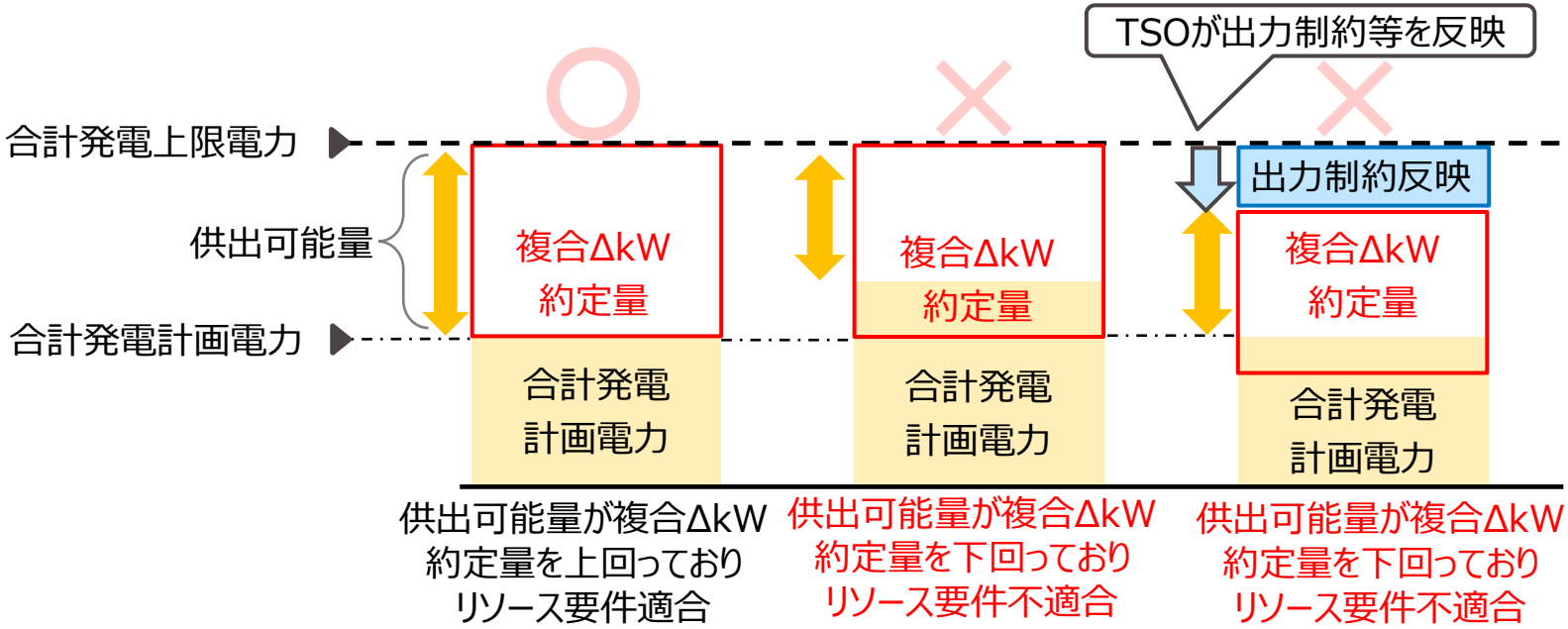
・同一リソースが同一提供期間において複数約定していない場合

供出可能量＝合計発電上限電力－合計発電計画電力

・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＝合計発電上限電力－合計発電計画電力－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



取引規程第8章第39条

2-9. アセスメント　c.アセスメントⅠ(需要家リスト・パターン)

- 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。

〇需要家リスト・パターンにおけるアセスメントⅠの算定式

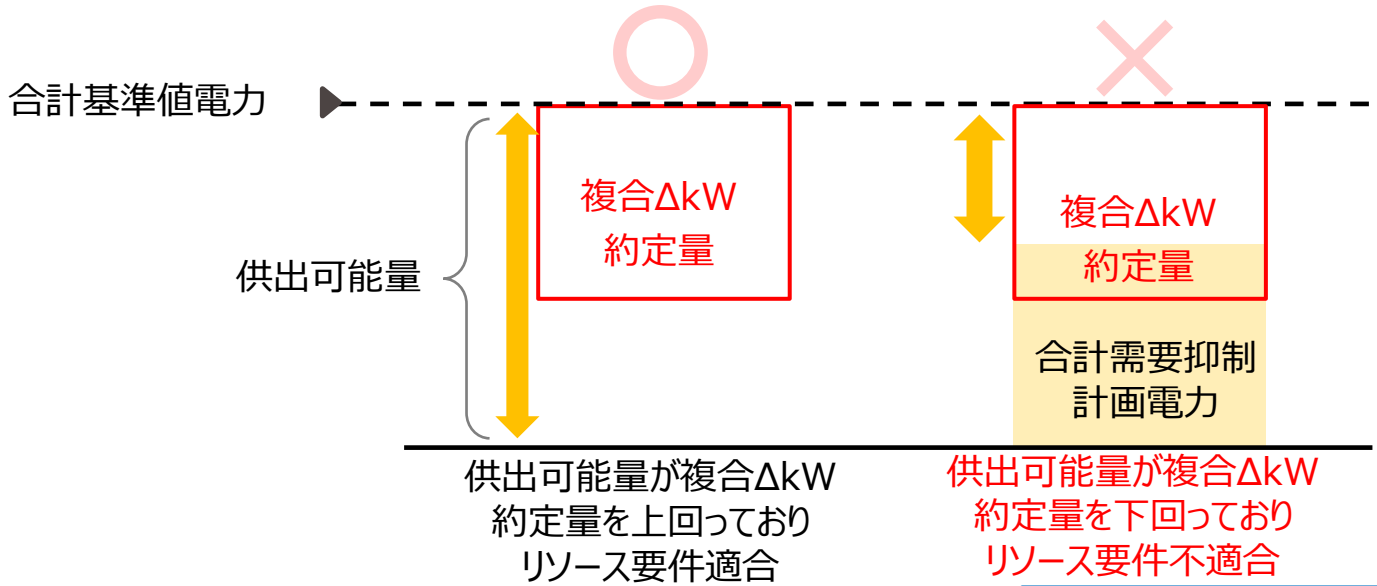
・同一リソースが同一提供期間において複数約定していない場合

供出可能量＝合計基準値電力－合計需要抑制計画電力

・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＝合計基準値電力－合計需要抑制計画電力－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



取引規程第8章第39条

- 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、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。

〇ネガポジリスト・パターン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。）

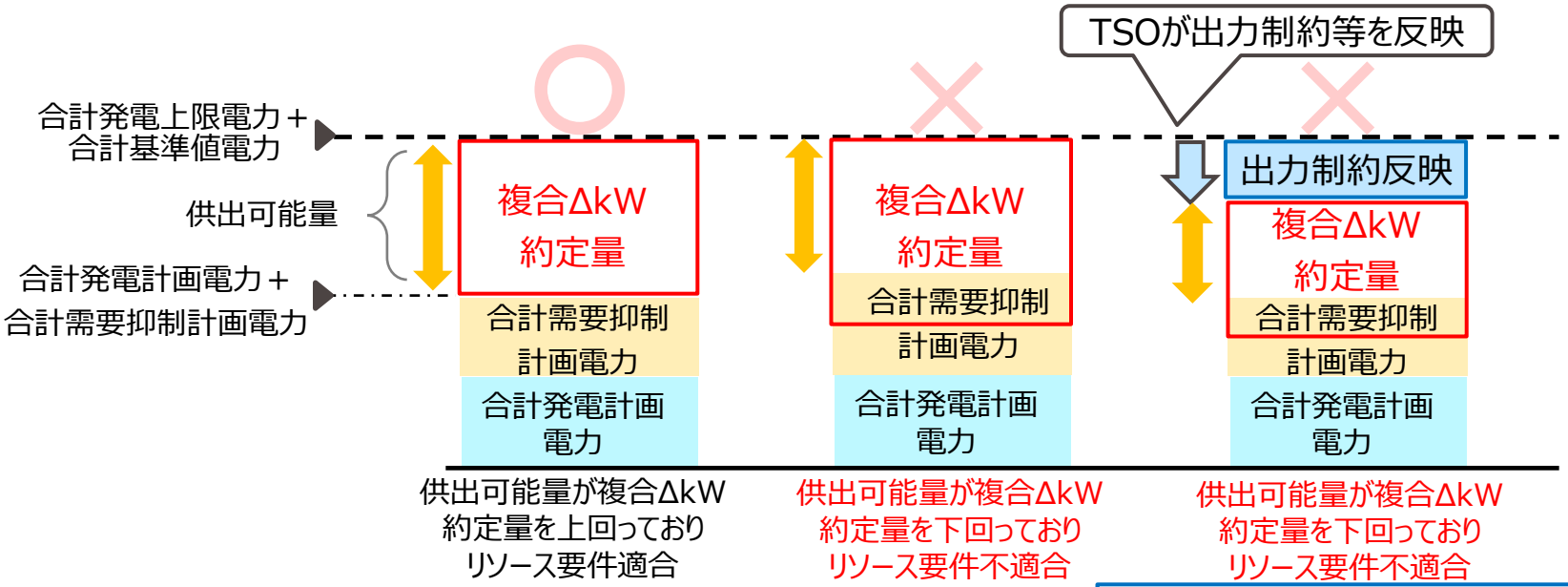
・同一リソースが同一提供期間において複数約定していない場合

供出可能量＝（合計発電上限電力－合計発電計画電力）＋（合計基準値電力－合計需要抑制計画電力）

・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

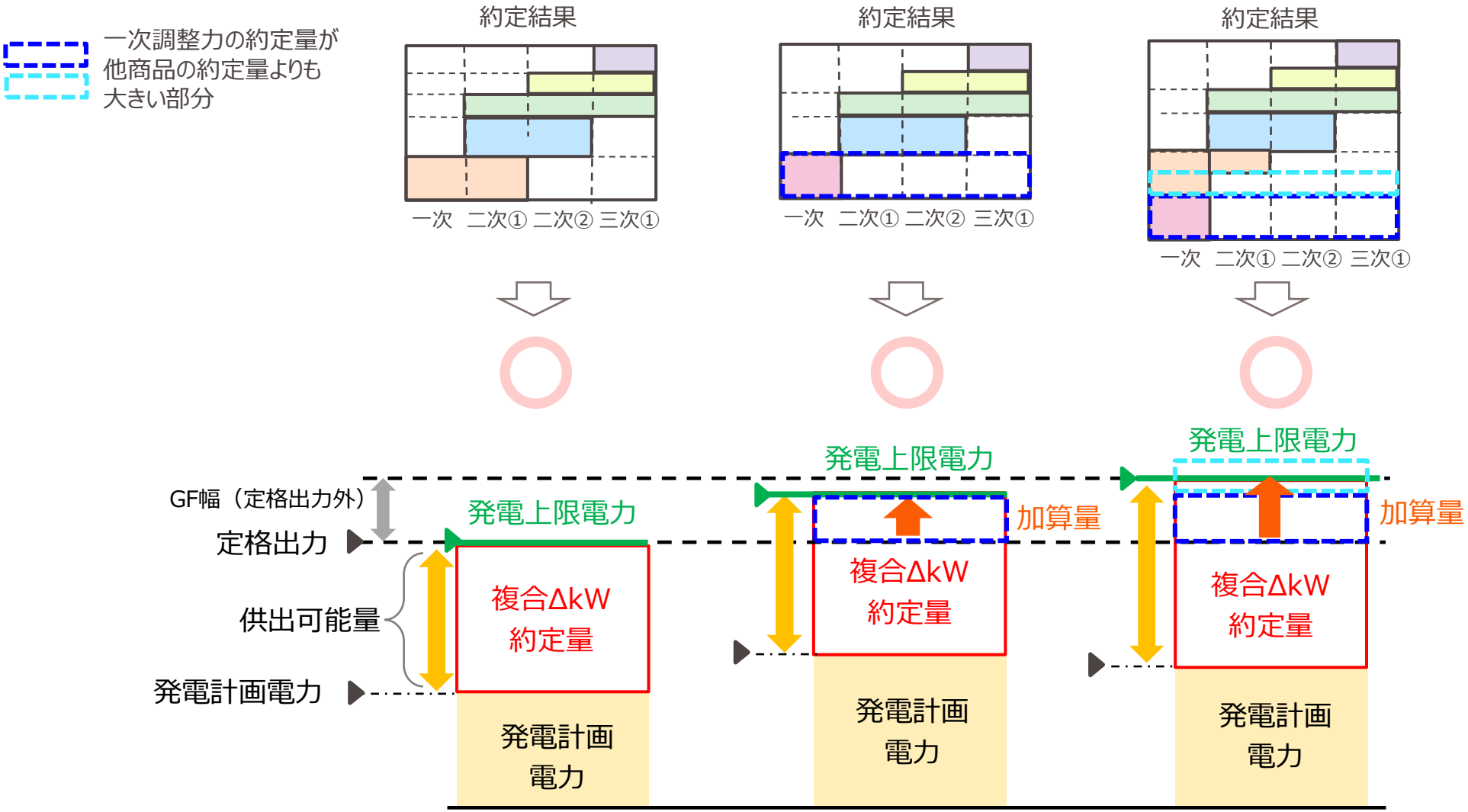
供出可能量＝（合計発電上限電力－合計発電計画電力）＋（合計基準値電力－合計需要抑制計画電力）
－控除ΔkW約定量※

※ 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



取引規程第8章第39条

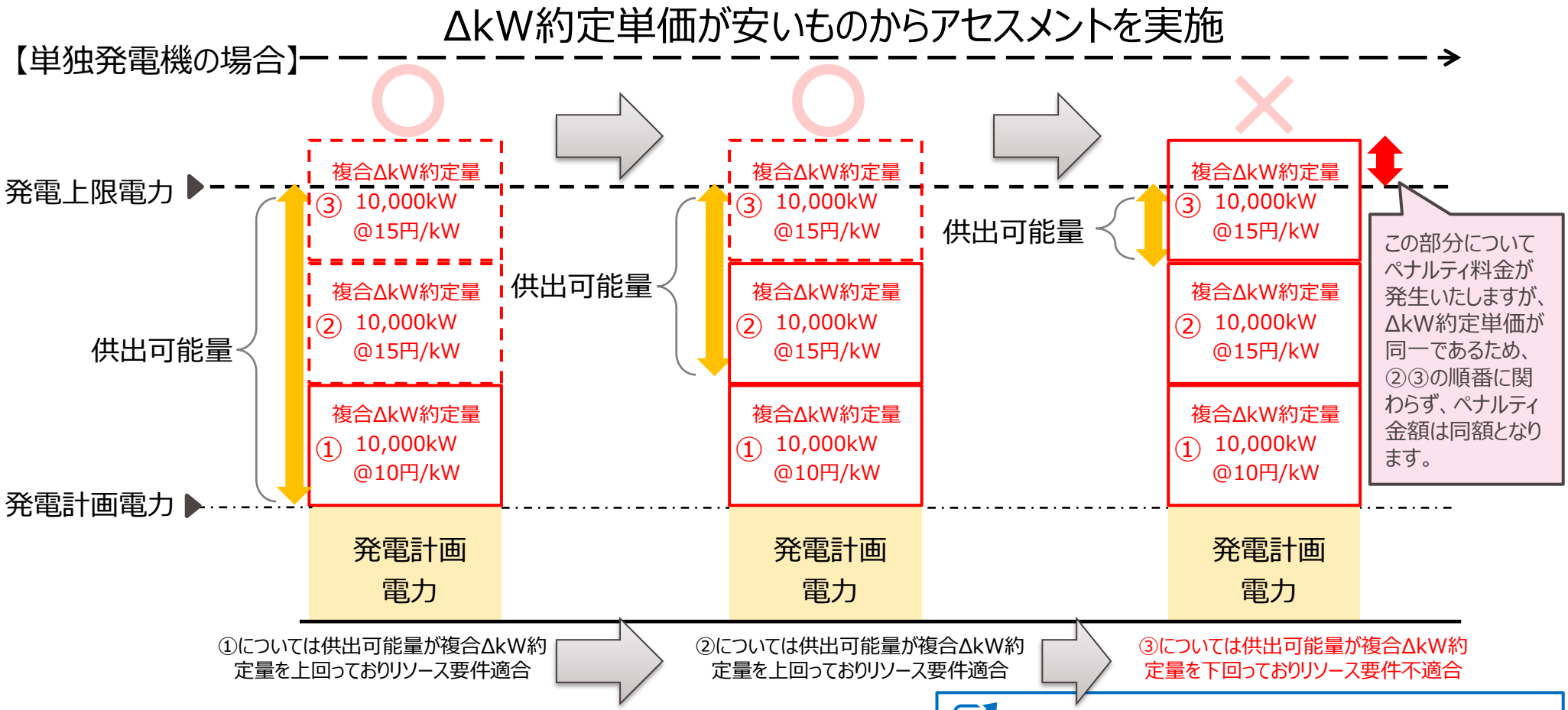
（参考）GF幅（定格出力外）の加算



取引規程第8章第39条

（参考）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のアセスメントⅠ

- 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。

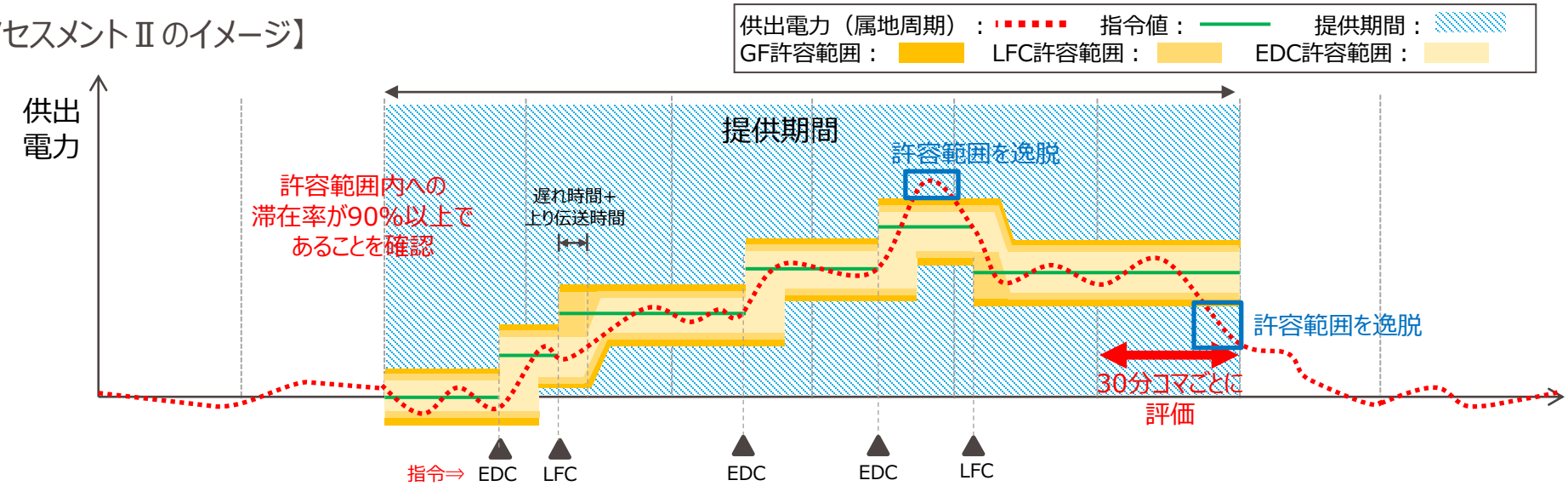


取引規程第8章第39条

- 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】



			滞在率 100%	-	滞在率 100%	滞在率 **80%**	-	-		
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	要件適合	要件不適合	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

三次②	三次①	二次②	二次①	一次	**複合**

取引規程第8章第39条

e. アセスメントⅡ(2/7)

- 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

〇供出電力（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

取引規程第8章第39条

e. アセスメントⅡ(3/7)

○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、供出電力（1秒）、供出電力（1分）または供出電力（属地周期）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。

取引規程第8章第39条

e. アセスメントⅡ(4/7)

- 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。

※ 週間市場商品であることを念頭に、特定の7日間(1週間)に少なくとも一つのアセスメントⅡ対象コマが含まれる確率が約90%となるコマ数。

取引規程第8章第39条

● 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)～(ヘ)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ΔｋW約定量は，週間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，大きい方のΔｋW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ΔｋW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。

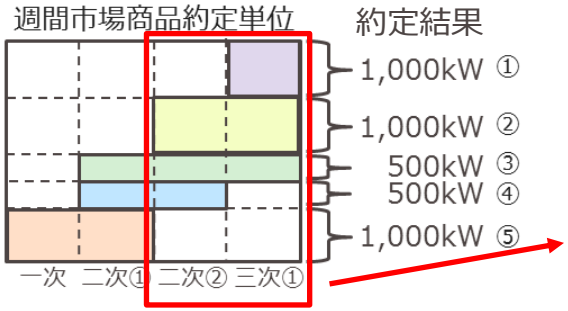
(ハ) 複合約定対象商品に二次調整力②を含み，三次調整力①を含まない場合または二次調整力②が同時に約定し，三次調整力①に同時に約定していないときの二次調整力②の許容範囲は，取引規程別冊（二次調整力②）第39条（アセスメント）(3)イに定める許容範囲とする。
なお、三次調整力②に同時に約定している場合，許容範囲の算定に用いるΔｋW約定量は，三次調整力②および二次調整力②の合計したΔｋW約定量を用いる。

(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ΔkW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

(ヘ) (イ)から(ハ)に該当しない場合で，同一リソースが同一提供期間に複合商品と三次調整力②で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 ΔkW約定量	三次調整力① ΔkW約定量	大きい方の ΔkW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ΔkW約定量の合計値
3,000kW

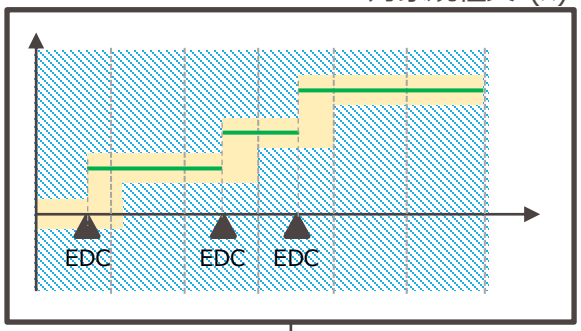
三次②	三次①	二次②	二次①	一次	複合

取引規程第8章第39条

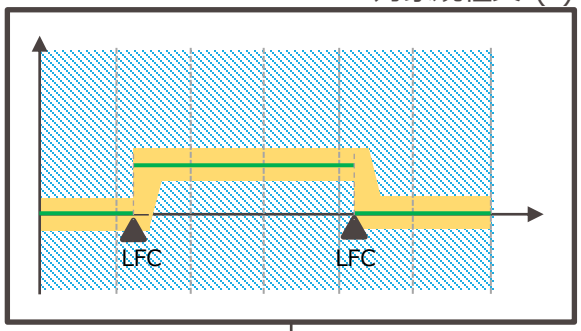
● 複合約定対象商品が二次調整力②、二次調整力①および一次調整力の場合の許容範囲のイメージ。

週間市場商品	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)

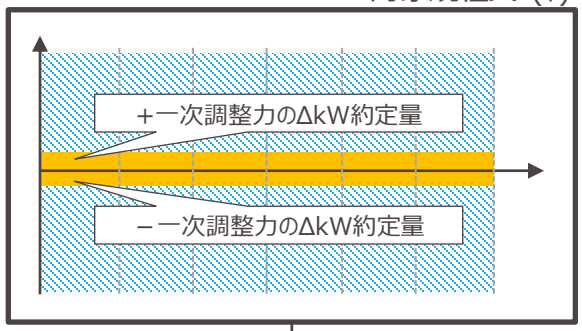
対象規程文:(ハ)



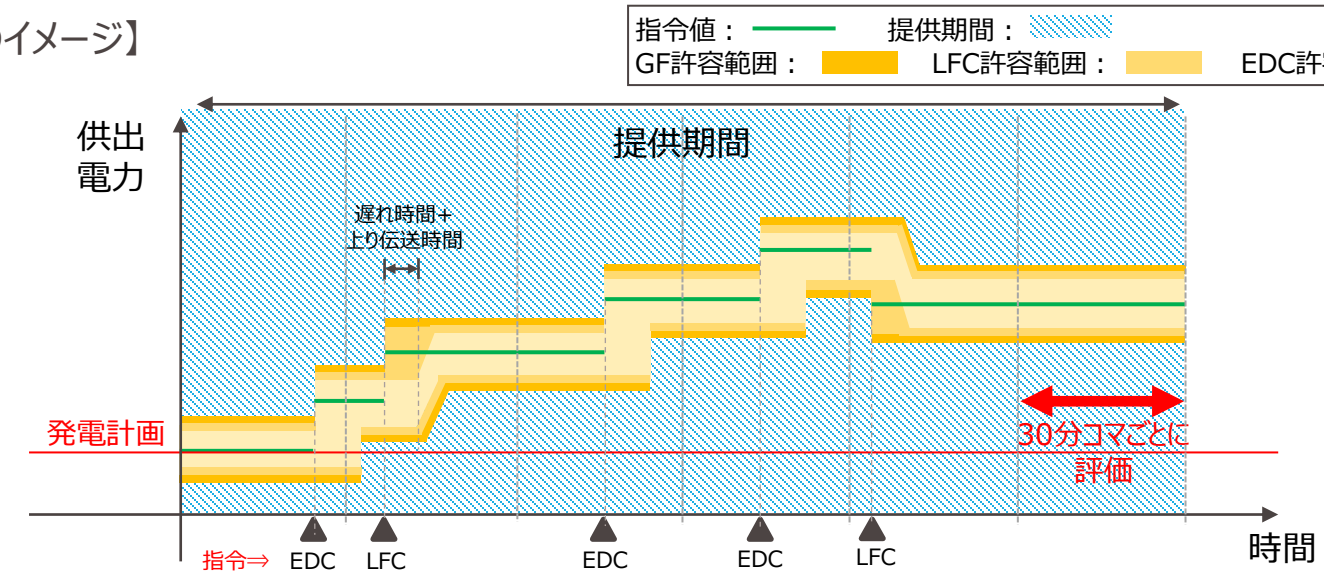
対象規程文:(ニ)



対象規程文:(ホ)



【許容範囲のイメージ】



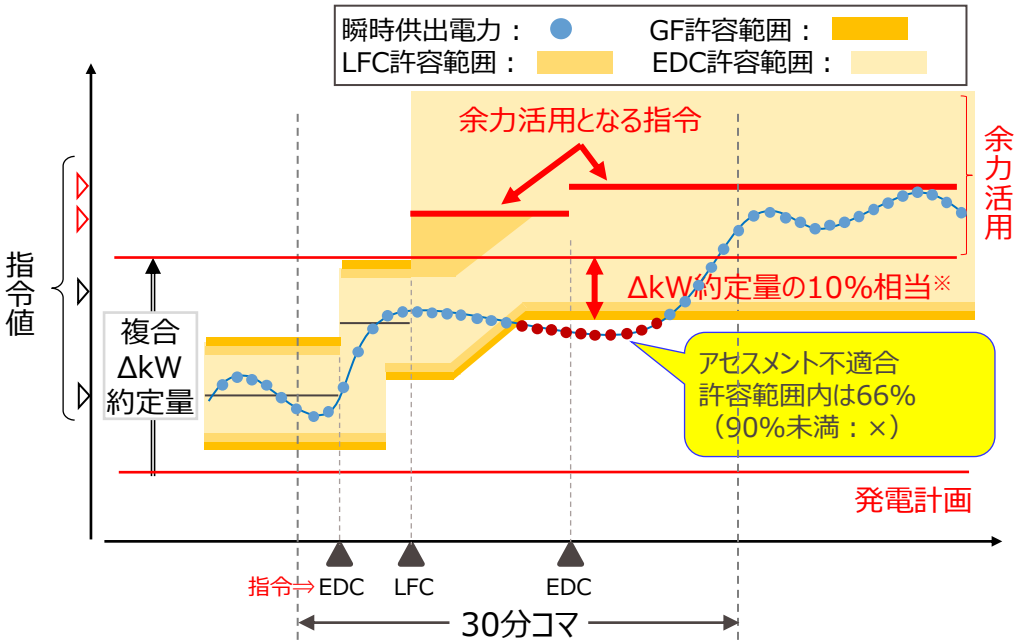
取引規程第8章第39条

- 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
- 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、複合ΔｋＷ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。

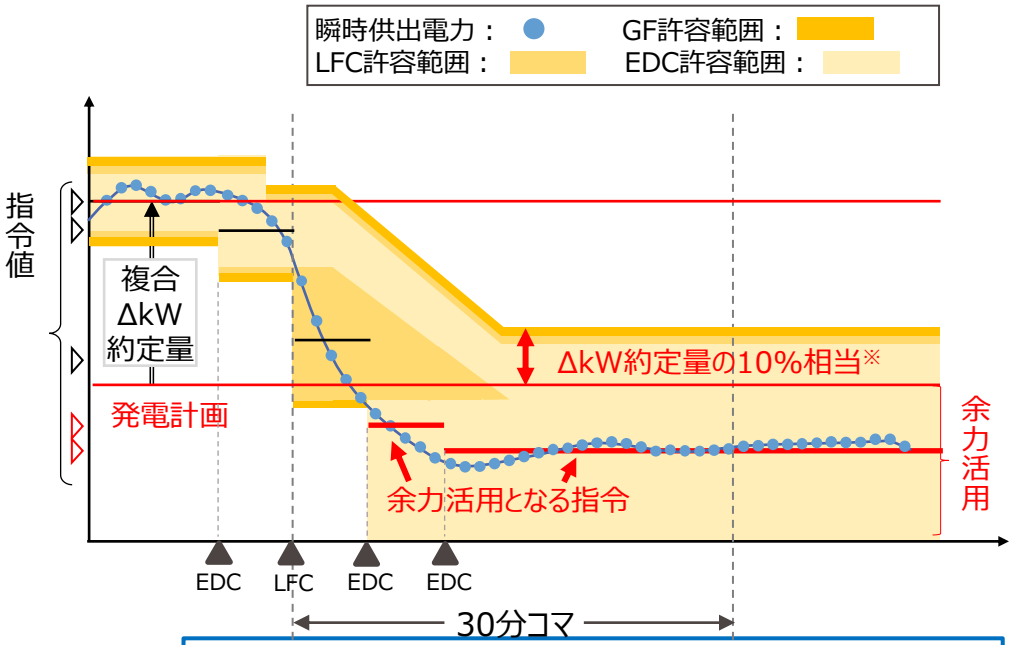
複合ΔｋＷ約定量以上の余力の部分を使用した時間を含む場合に属地TSOの指令に従い実際に調整しているかどうかの確認方法

※ 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複合ΔkW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ΔkW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。

三次②	三次①	二次②	二次①	一次	複合

取引規程第8章第39条

（参考） 約定したリソースが余力活用に関する契約を締結しΔｋW約定量以上の余力の部分を使用した場合のアセスメントⅡについて（１／２）

- 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、週間市場商品の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、478スライドに記載する(イ)～(ハ)を組み合わせて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、478スライドに記載する(イ)～(ハ)を組み合わせて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	

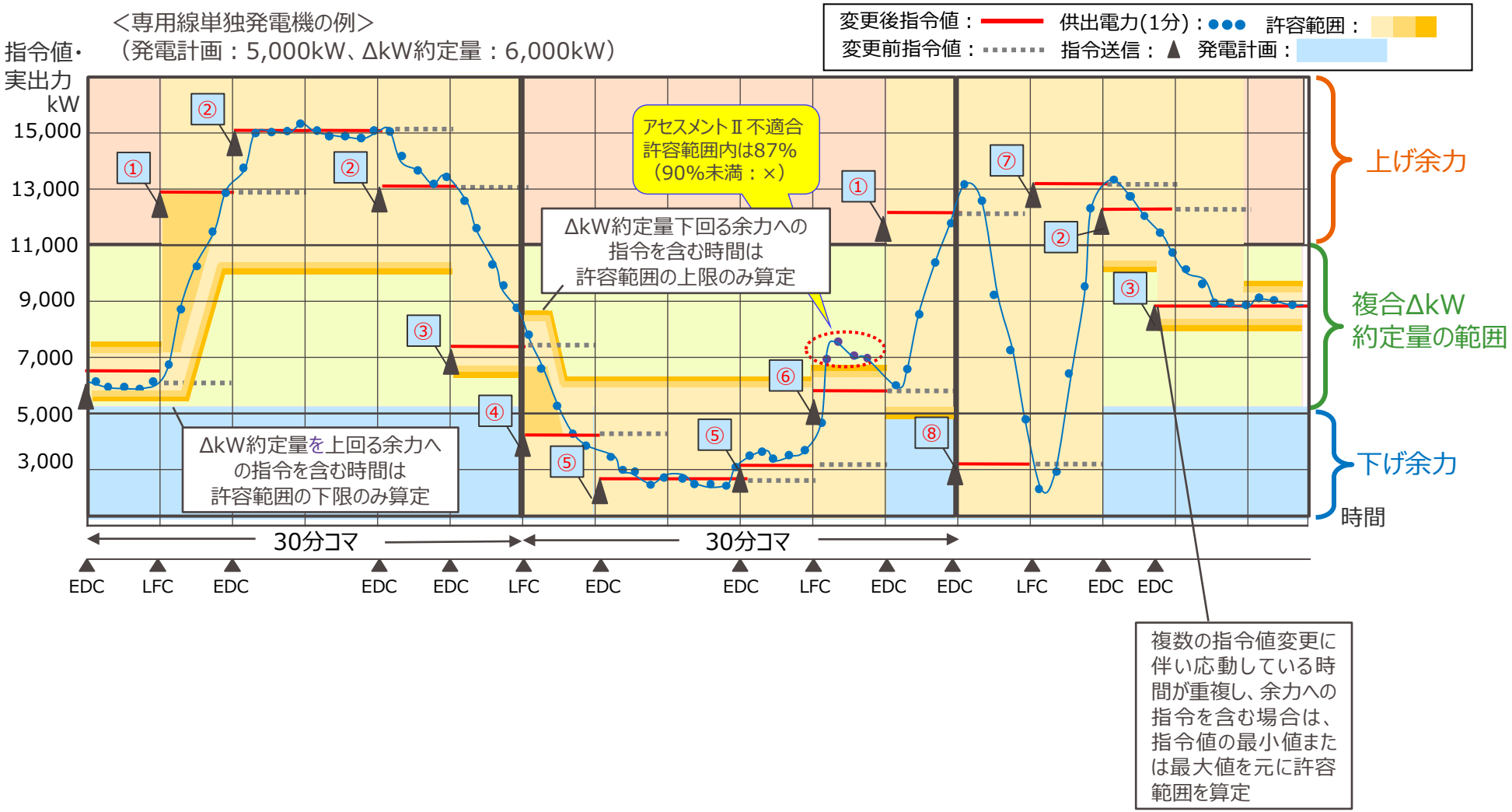
※1 週間市場商品約定単位ごとに三次調整力①ΔｋW約定量と二次調整力②ΔｋW約定量を比較し、ΔｋW約定量の大きい方のΔｋW約定量を合計したΔｋW約定量＋三次調整力②の合計したΔｋW約定量。

※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。

取引規程第8章第39条

（参考） 約定したリソースが余力活用に関する契約を締結しΔｋW約定量以上の余力の部分を使用した場合のアセスメントⅡについて（２／２）



取引規程第8章第39条

２－１０．ペナルティ

a. ペナルティ料金および要件不適合時のペナルティ（1/2）

【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ΔｋＷ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486スライド以降参照）。
- ペナルティ料金の対象は約定したΔｋＷ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ΔｋＷ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ΔｋＷ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、送配電網協議会需給調整市場運営部から実施いたします。

取引規程第9章第40条、第41条

a. ペナルティ料金および要件不適合時のペナルティ（2/2）

- 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。

取引規程第9章第41条

【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。

  ペナルティ料金Ⅰ　＝ΔkW料金×未達率×倍率(1.5)

  - ✓ ΔkW料金＝ΔkW約定単価×ΔkW約定量※1
  - ✓ 未達率※2＝(ΔkW約定量※1－供出可能量)÷ΔkW約定量※1

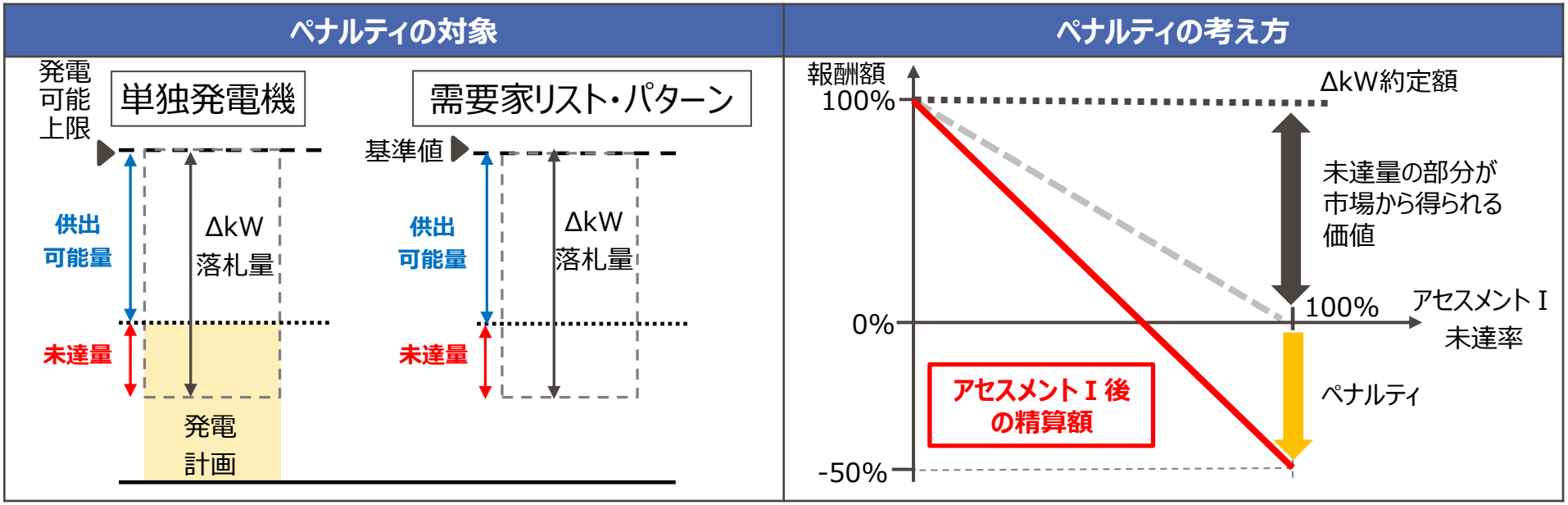
  ※1 複合商品に約定している場合は複合ΔkW約定量
  なお、上記ΔkW約定量は代替不可申請に応じた量を減じた値とする　※2未達率はゼロを下限とする

  - ✓ 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。

  ペナルティ料金Ⅰ　＝ΔkW約定単価×代替不可申請量×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×ΔkW約定量で求まる料金を、ΔkW料金と記載しています。）

取引規程第9章第40条

三次②	三次①	二次②	二次①	一次	複合

【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。

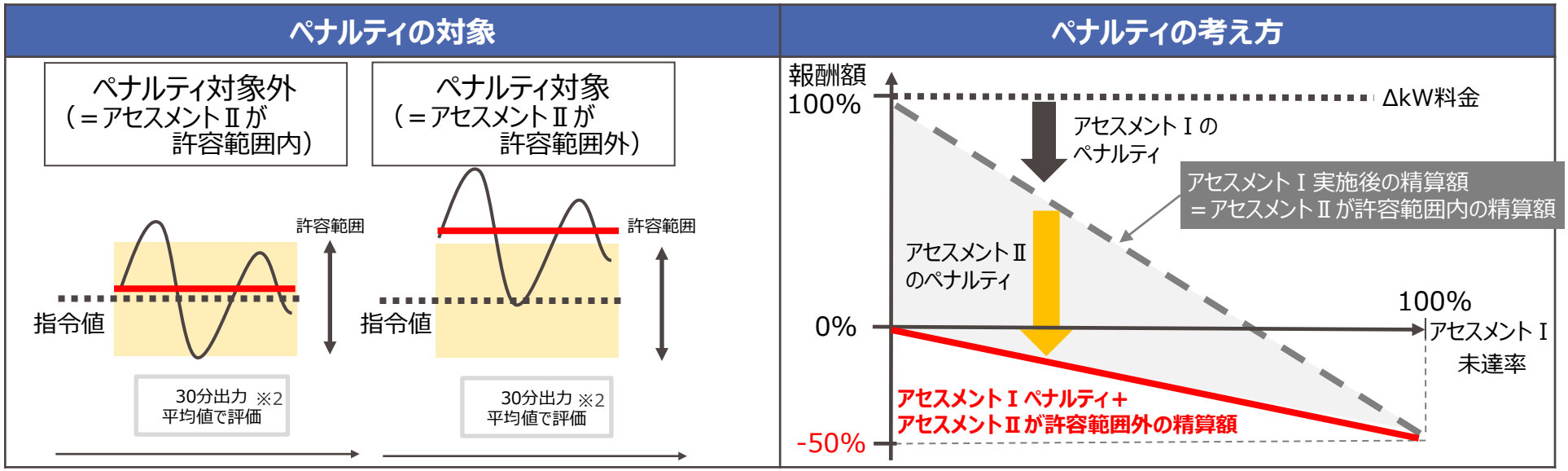
  ペナルティ料金Ⅱ　＝ΔkW料金×倍率(1.0)

- 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。

  ペナルティ料金Ⅱ　＝ΔkW料金×(ΔkW約定量※1－ΔkW約定量※1
  ×ペナルティⅠ算定式における未達率)÷ΔkW約定量※1×倍率(1.0)

※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

取引規程第9章第40条

2-10. ペナルティ　d. 予見性の無い事故等の取扱い

- 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。

【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Δｋ W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					

取引規程第9章第40条、第41条

- 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、送配電網協議会需給調整市場運営部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。

取引規程第9章第41条

2-10. ペナルティ　e. アセスメント要件不適合時のペナルティ(2/4)

【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 一次：　　二次①：　　二次②：　　三次①：100　＋　三次②： 単独約定	単独商品のアセスメントⅡ	**単独商品に加算**
		複数機能アセスメントⅡ	**加算なし**
2	単独約定+三次② 一次：　　二次①：20　二次②：　　三次①：　＋　三次②：100 単独約定	三次①or二次②＋三次②⇒高速商品のアセスメントⅡ 二次①or一次＋三次②⇒複数機能アセスメントⅡ	**単独商品に加算** **（高速商品側に加算）**
		複数機能アセスメントⅡ	**加算なし**
3	複合約定（三次①、二次②のみで約定） 一次：　　二次①：　　二次②：40　三次①：100　＋　三次②：100 複合約定	高速商品のアセスメントⅡ	**複合商品の枠組みに加算**
		複数機能アセスメントⅡ	**複合商品の枠組みに加算**
4	複合約定（上記以外） 一次：10　二次①：20　二次②：40　三次①：100　＋　三次②：100 複合約定	複数機能アセスメントⅡ	**複合商品の枠組みに加算**
		複数機能アセスメントⅡ	**複合約定の枠組みに加算**

：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

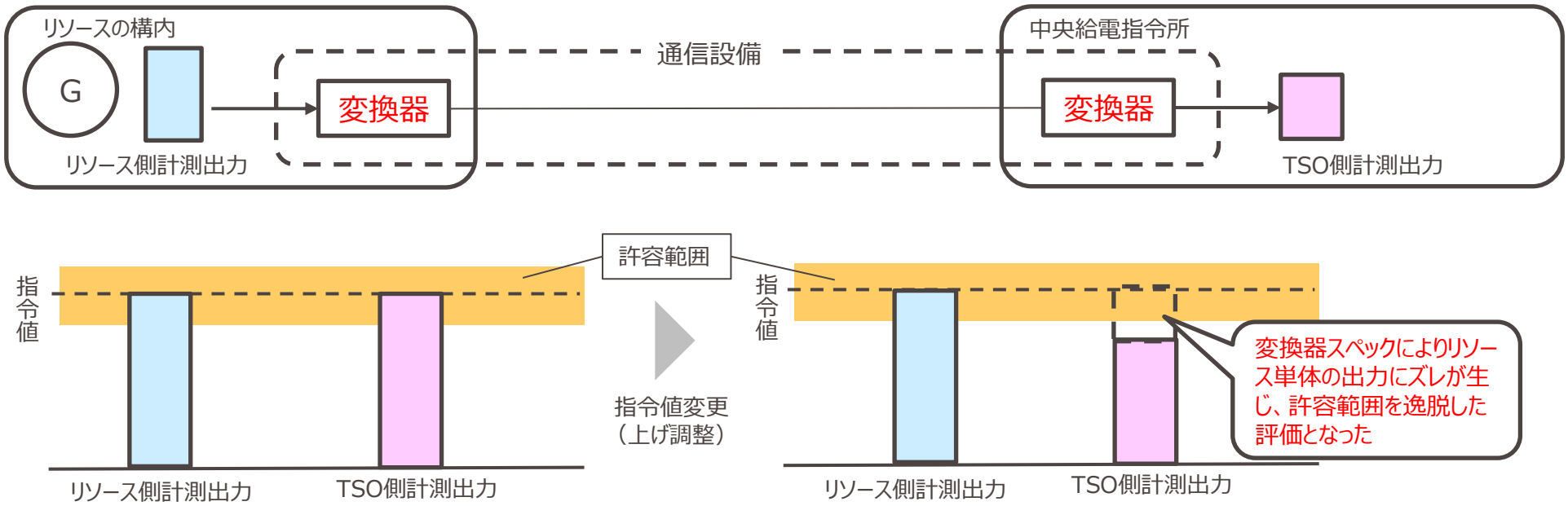
：余力活用に関する契約を締結している場合で、複数機能アセスメントⅡを実施した場合
ただし、三次調整力②と二次調整力①が約定した場合は、一次調整力に相当する機能で余力活用に関する契約を締結している場合に限ります。
また、三次調整力②と一次調整力が約定した場合は、二次調整力①に相当する機能で余力活用に関する契約を締結している場合に限ります。

取引規程第9章第41条

(参考)アセスメントⅡ不適合がTSO起因の場合のペナルティ

- 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_shijyo_36_03.pdf

取引規程第9章第40条

(参考) 落札商品以外の応動を含む場合のペナルティ

- 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。

取引規程第9章第40条

【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。

取引規程第9章第41条

【アセスメント不適合時の取引会員への確認】

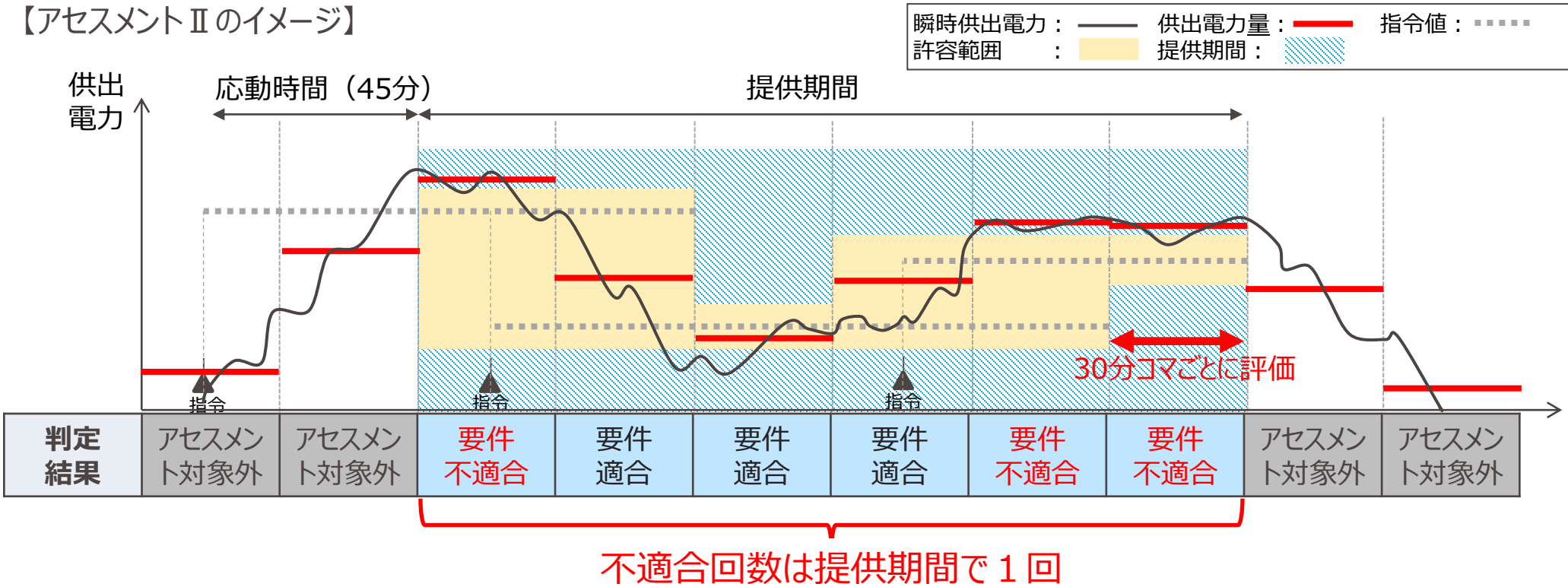
- アセスメントⅠまたはアセスメントⅡにおいて不適合が判明した場合、市場運営者は、不適合となった理由および代替不可申請を行わなかった理由について、取引会員へ確認します。
- 確認した結果、取引会員が故意または重過失により代替不可申請を行っていないと市場運営者が判断した場合、取引会員が第16条（禁止行為）（14）の行為を行ったものとします。

取引規程第2章第16条、第9章第41条

(参考)　提供期間内のアセスメントⅡ不適合の回数

- 要件不適合回数は提供期間単位（30分×6コマ＝3時間のブロック）で最大１回とし、提供期間の30分コマ全てにおいて、不適合となった場合も不適合回数は1回とします。提供期間が連続して約定している場合は、その提供期間単位ごとに不適合回数を積算します。

【アセスメントⅡのイメージ】



提供期間単位内で複数回の要件不適合が発生した場合も不適合の積算回数は１回とします。
連続約定している場合でも提供期間単位ごとにアセスメント不適合回数を積算します。

取引規程第8章第39条

２－１１．精算

a. 精算対象・精算時期(1/3)

- 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】

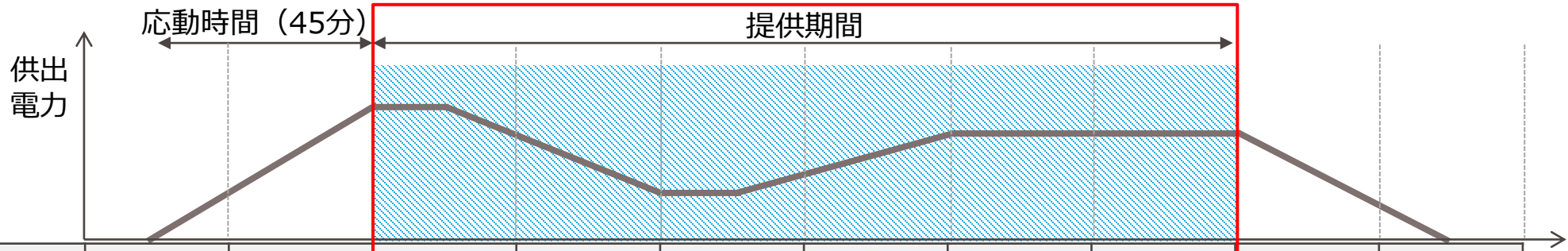
- 供出可能量がゼロ以下の場合（ただし、電源Ⅱ周波数調整力契約もしくは電源Ⅱ需給バランス調整力契約を締結、または余力活用に関する契約を締結し下げ余力がある場合において余力の運用規程第8条(調整力)第１項(1)から(7)に該当しない場合を除く）
- 単独発電機および各リスト・パターンにおける故障・トラブル等により調整ができない場合
- 属地TSOが調整できないと判断した場合
- 一次調整力のみで約定した場合（ただし、余力活用に関する契約を締結している場合において余力の運用規程第8条(調整力)第１項(1)から(7)に該当しない場合を除く）

取引規程第10章第43条

a. 精算対象・精算時期(2/3)

【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

a. 精算対象・精算時期(3/3)

- 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、28-2（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、526スライドをご参照ください。
- 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

取引規程第10章第44条、第45条、第50条

b. 精算スケジュール

● 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。

4月	5月	6月	7月
4/1～4/30 料金の算定期間	精算対象データの収集 ・発電計画 ・発電実績 ・需要計画 ・需要実績 ・指令実績	■ kWh実績確定 ◆ a.約定料金算定 ◆ b.ペナルティ料金算定 ◆ c.調整電力量料金算定 ● 金額補正要否確認 ● 精算金額確定 ◆ f.売買手数料算定	◆ d.延滞利息精算 （例） ・延滞利息算定対象の料金入金日が6月30日の場合は、入金直後に発生する料金の支払い月である7月に精算いたします。
系統事故時のペナルティ精算	料金算定対象期間の**翌月**に申告した場合 ● 申告書受領 ● アセスメント評価 事故照合 **※ペナルティ倍率1.0倍で算定**	料金算定対象期間の**翌々月**に申告した場合 ● 申告書受領 ● アセスメント評価 事故照合 **※ペナルティ倍率1.5倍** ↓ **ペナルティ倍率1.0倍として再精算** (不適合回数の積算の対象外)	◆ e.系統事故時のペナルティ精算金額確定

取引規程第10章第44条、第45条、第50条

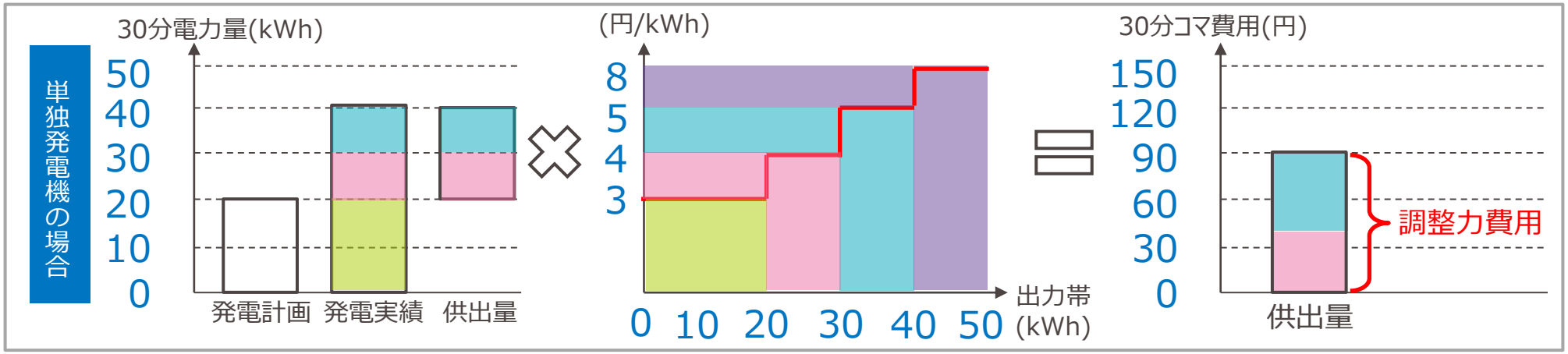
(参考) 調整電力量料金に適用する単価

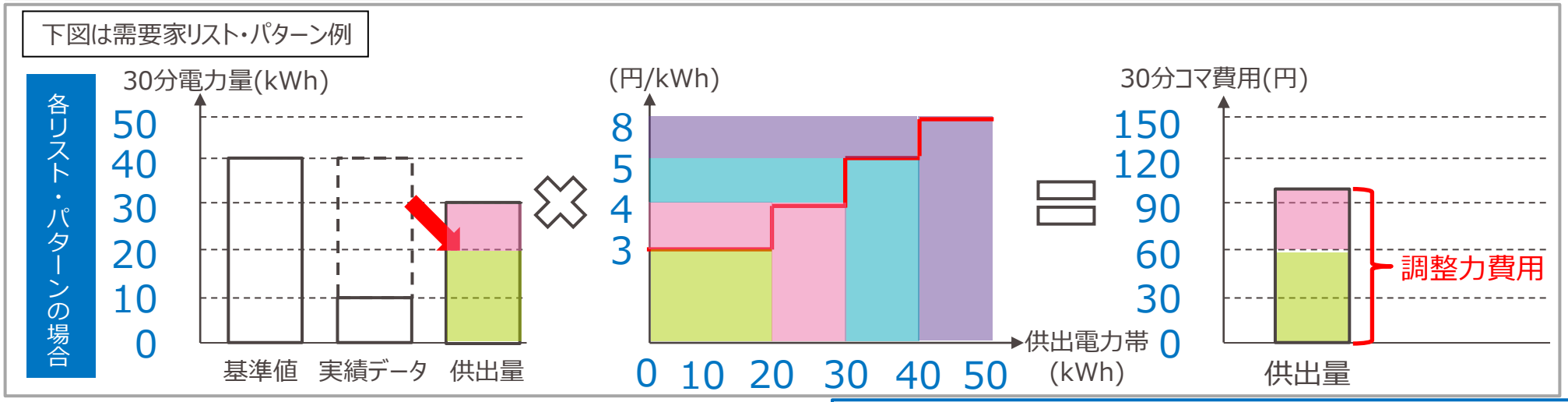
- 取引会員は以下について需給調整市場システムに登録します。ただし、電源Ⅱ契約等または余力活用に関する契約を締結していないリソースに対する下げ調整電力量料金を算定する場合は、V1単価を適用します。なお、一次調整力の商品のみの場合は、需給調整市場システムへの調整電力量料金に適用する単価登録は不要です。
  1. Ｖ1単価：上げ調整電力量料金に適用する単価
  2. Ｖ2単価：下げ調整電力量料金に適用する単価
- 取引会員が事業税相当額に収入割相当額を含む場合、V1単価はあらかじめ需給調整市場システムに登録した収入割に相当する率から算出される収入割相当額分を控除したものとしてください。
- 毎週火曜日の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、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。（なお、最下限値が0kWh以外の場合は、最下限値を0kWhとみなして、調整電力量料金の算定を行います。）
- 単独発電機の場合、最低出力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。なお、出力帯が最低出力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、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。

取引規程第2章第18条

(参考) 出力帯および供出電力帯における調整電力量料金

- 各リスト・パターンについて、出力帯域の概念が存在しません。
- このため、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、出力帯として登録していただきます。





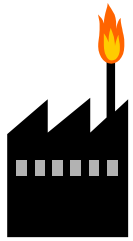
取引規程第2章第18条、第10章第43条、第45条

c. 算定の概要（1/3）

- 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。

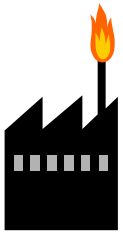
各料金	３０分コマごとに計算
約定料金	ΔkW約定単価×ΔkW約定量 （複合商品の場合は、複合ΔkW約定量）
ペナルティ料金	ペナルティ料金Ⅰ＋ペナルティ料金Ⅱ
上げ調整電力量料金（TSO⇒取引会員へ支払い）	区分ごとの、V1単価×上げ調整電力量の合計
下げ調整電力量料金（取引会員⇒TSOへ支払い）	区分ごとの、V2単価×下げ調整電力量の合計

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分コマごとで計算した各料金は、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、電源Ⅱ契約等または余力活用に関する契約を締結している場合、当該電源Ⅱ契約等または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。



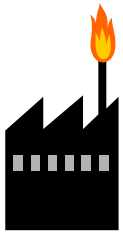
取引会員Ａ
リソース1

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45条～第50条

c. 算定の概要（2/3）

● 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
①約定料金
②ペナルティ料金
③上げ調整電力量料金（TSO⇒取引会員へ支払い）
④下げ調整電力量料金（取引会員⇒TSOへ支払い）

＋

収入割相当額（または事業税相当額）
⑤＝①×収入割に相当する率÷(1－収入割に相当する率)
⑥＝②×事業税率÷(1－事業税率)
⑦＝③×収入割に相当する率÷(1－収入割に相当する率)
⑧＝④×事業税率÷(1－事業税率)

＝

各料金の合計
⑨＝①＋⑤
⑩＝②＋⑥
⑪＝③＋⑦
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、506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
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）
⑪上げ調整電力量料金 （TSO⇒取引会員へ支払い）	－	

➡

消費税等相当額
⑬＝（⑨＋⑪）×消費税率
⑭＝⑩×消費税率
⑮＝⑫×消費税率

➡

A

請求書発行区分ごとの料金合計 （消費税等相当額を含む）
⑯＝⑨＋⑪＋⑬
⑰＝⑩＋⑭
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

取引規程第10章第45条～第50条

c. 算定の概要（3/3）

- 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÷2※1)×ΔkW約定量※2

～

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÷2※1)×ΔkW約定量※2

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） ＝ B（売買手数料）

※1 1時間単位の売買手数料単価[円/ΔkWh]を30分単位の売買手数料単価[円/kW]に換算するため「÷２」としています。
※2 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。

取引規程第10章第45条～第50条

d. 事業税の取扱い

- 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に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。

<table>
<tr><th rowspan="2">精算対象</th><th colspan="2">需給調整市場</th><th colspan="2">調整電力量(含電源Ⅰ')</th></tr>
<tr><th>約定料金</th><th>ペナルティ料金</th><th>TSO⇒取引会員へ支払い</th><th>取引会員⇒TSOへ支払い</th></tr>
<tr><td>事業税相当額に収入割相当額を含まない取引会員</td><td>考慮しない</td><td rowspan="2">事業税考慮(属地TSOの事業税率)</td><td>考慮しない</td><td rowspan="2">事業税考慮(属地TSOの事業税率)</td></tr>
<tr><td>事業税相当額に収入割相当額を含む取引会員</td><td>事業税考慮(取引会員の収入割に相当する率)</td><td>事業税考慮(取引会員の収入割に相当する率)</td></tr>
</table>

取引規程第10章第47条、第13章第65条

e. 算定式（1/2）

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〕			ΔkW料金(税抜)[円]＝ΔkW約定単価[円/kW]×ΔkW約定量※[kW]
ペナルティ料金 〔取引会員から TSOへ支払い〕	**①ペナルティ料金Ⅰ** （アセスメントⅠ）	余力 不足分	ペナルティ料金Ⅰ(税抜)[円]＝ΔkW料金×未達率×倍率(1.5) 未達率＝(ΔkW約定量※－供出可能量)÷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
		代替不可 申請分	代替不可申請分によるペナルティ料金Ⅰ(税抜)[円] ＝ΔkW約定単価[円/kW]×代替不可申請量 [kW]×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】 ペナルティ料金Ⅱ＝ΔkW料金×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】 ペナルティ料金Ⅱ＝ΔkW料金×(ΔkW約定量※－ΔkW約定量※ ×ペナルティ料金Ⅰ算定式における未達率) ÷ΔkW約定量※×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

※ 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。

取引規程第10章第45条、第50条、第13章第65条

e. 算定式（2/2）

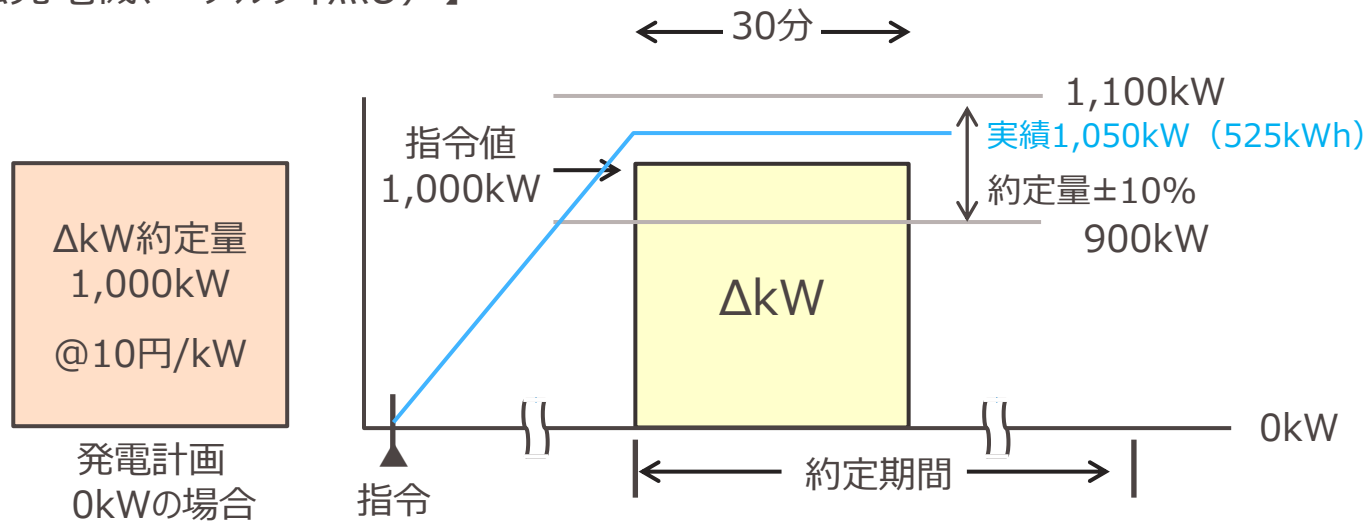
精算対象	算定式
［調整電力量料金］精算額 ○上げ調整電力量料金はTSOから取引会員へ支払い ○下げ調整電力量料金は取引会員からTSOへ支払い	kWh料金【発電リソース】(税抜)[円] ＝V1※1×(発電実績量[kWh]－発電計画量[kWh]) kWh料金【需要リソース】(税抜)[円] ＝V1※1×(合計基準値[kWh]－需要実績量[kWh] －需要抑制計画[kWh]) ※1 余力活用に関する契約において下げ余力のみを契約し、アセスメントⅠにおける未達率が１となる場合はV2単価
売買手数料 〔取引会員からTSOへ支払い〕	売買手数料(税抜)[円]＝(売買手数料単価[円/ΔkWh]÷２※2) ×ΔkW約定量[kW]※3 ※2 1時間単位の売買手数料単価[円/ΔkWh]を30分単位の売買手数料単価[円/kW]に換算するため「÷２」としています。 ※3 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。

取引規程第10章第45条、第50条、第13章第65条

f.　試算例(1)

【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



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0.02円/ΔkWhで仮設定）		(0.02円/ΔkWh÷2)×1,000kW＝10円

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

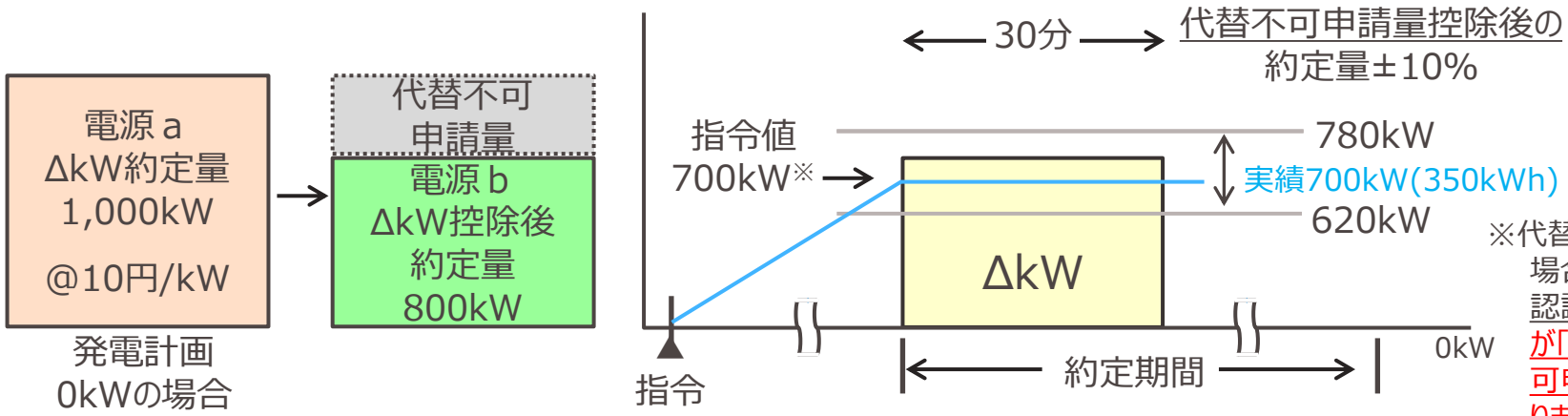
ΔkW約定量に応じて、
売買手数料が課されます

※ 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」のとおり、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。

取引規程第9章第40条、第10章第45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円/kW×1,000kW＝10,000円
ペナルティ料金	①ペナルティ料金Ⅰ	8,000円×0×1.5=0円 (未達率：(800kW－800kW)÷800kW=0) 代替不可申請分：10円/kW×200kW×1.5＝3,000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)＝2,800円
売買手数料 （売買手数料単価は0.02円/ΔkWhで仮設定）		(0.02円/ΔkWh÷2)×1,000kW＝10円

代替不可申請分もΔkW料金は算定されます

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

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

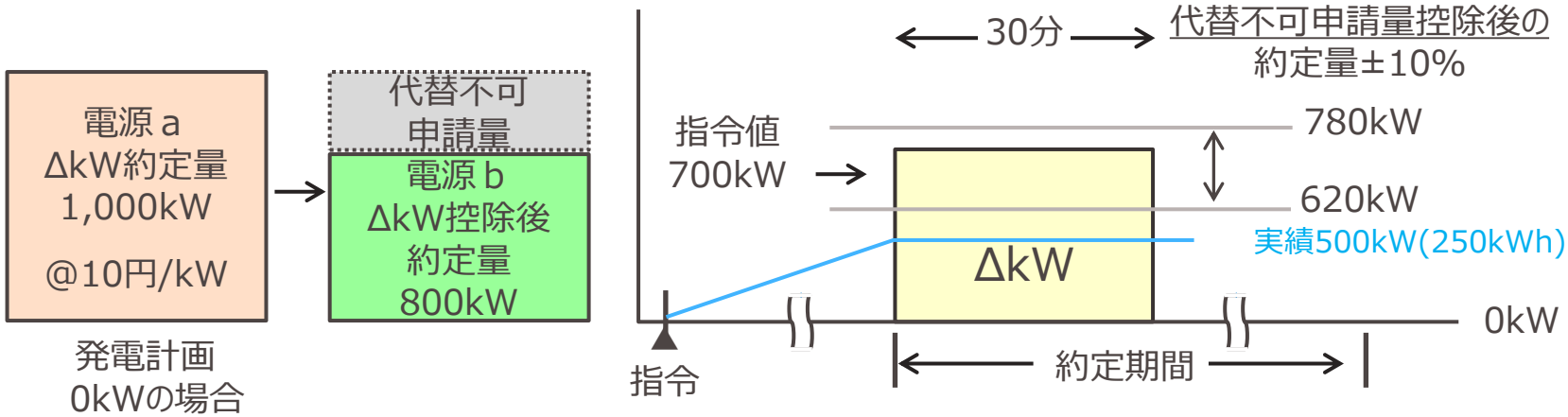
ΔkW約定量に応じて、売買手数料が課されます

取引規程第9章第40条、第10章第45条

f.　試算例(3)

【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円/kW×1,000kW＝10,000円
ペナルティ料金	①ペナルティ料金Ⅰ	8,000円×0×1.5=0円 (未達率：(800kW－800kW)÷800kW=0) 代替不可申請分：10円/kW×200kW×1.5＝3,000円
	②ペナルティ料金Ⅱ	8,000円×(800－800×0）÷800×1.0＝8,000円
［調整電力量料金(kWh)］精算額		8円/kWh×(250kWh－0kWh)＝2,000円
売買手数料 （売買手数料単価は0.02円/ΔkWhで仮設定）		(0.02円/ΔkWh÷2)×1,000kW＝10円

代替不可申請分もΔkW料金は算定されます

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

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

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。

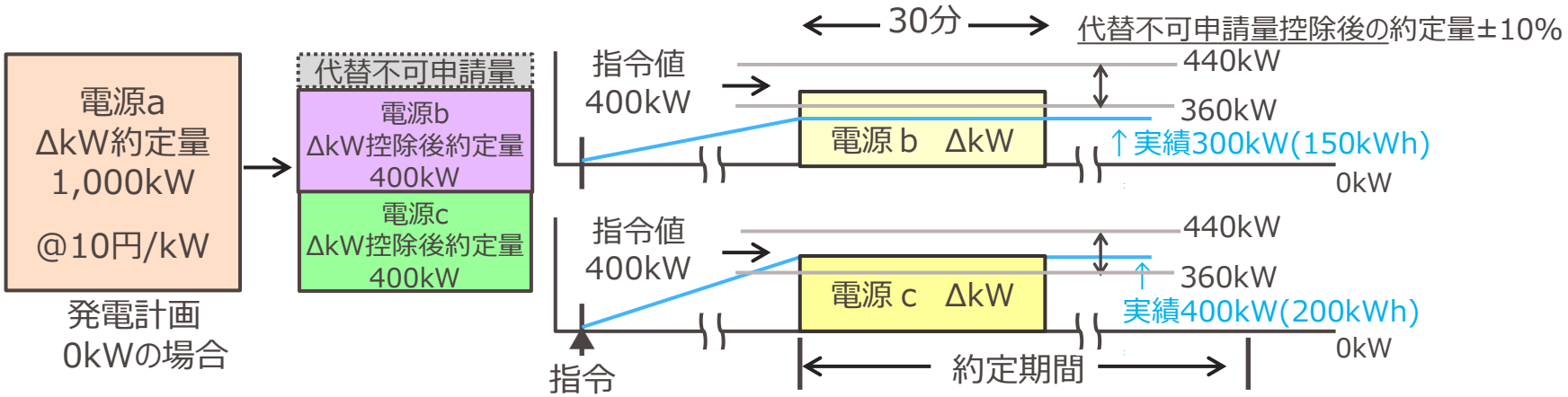
取引規程第9章第40条、第10章第45条

f.　試算例(4)

【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円/kW×1,000kW＝10,000円
ペナルティ料金	①ペナルティ料金Ⅰ	8,000円×0×1.5=0円 (未達率：(800kW－(400kW+400kW))÷800kW=0) 代替不可申請分：10円/kW×200kW×1.5＝3,000円
	②ペナルティ料金Ⅱ	電源ｂ：4,000円×(400－400×0)　÷400×1.0＝4,000円 電源ｃ：0円
［調整電力量料金(kWh)］精算額		9円/kWh×(150kWh－0kWh) ＋10円/kWh×(200kWh－0kWh)＝3,350円
売買手数料 （売買手数料単価は0.02円/ΔkWhで仮設定）		(0.02円/ΔkWh÷2)×1,000kW＝10円

代替不可申請分もΔkW料金は算定されます

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

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

ΔkW約定量に応じて、売買手数料が課されます

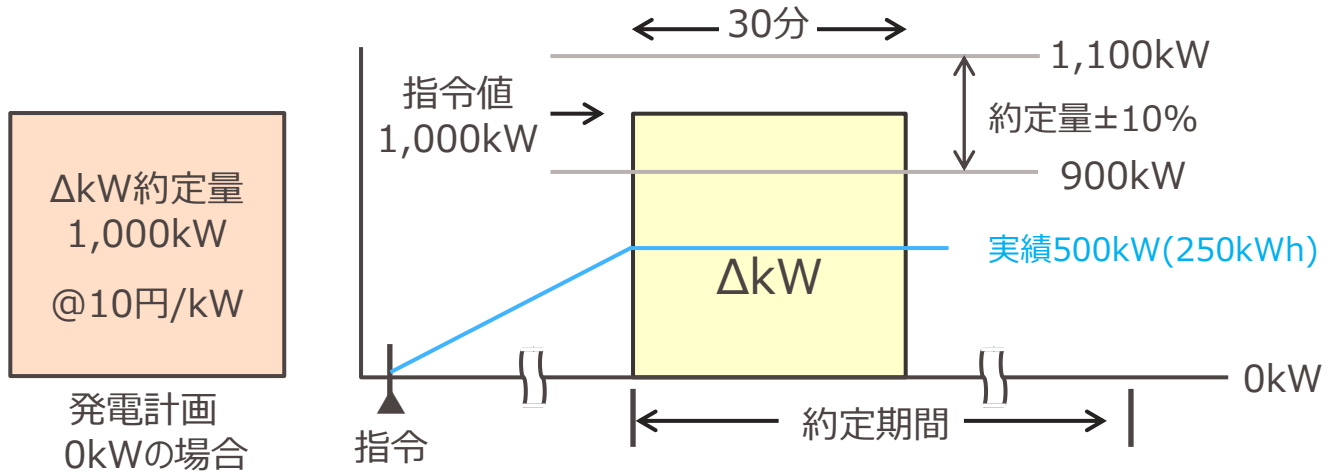
※ 複数電源に差替えた場合、それぞれのリソースに対しアセスメントⅡが適用され、不適合となったリソースには、ペナルティ料金Ⅱが課されます。
電源差替時、継承される単価はΔkWのみです。電力量料金は該当電源の単価にもとづき、精算されます。

取引規程第9章第40条、第10章第45条

f.　試算例(5)

【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	10,000円×(1,000－1,000×0）÷1,000×1.0＝10,000円
［調整電力量料金(kWh)］精算額		8円/kWh×(250kWh－0kWh)＝2,000円
売買手数料 （売買手数料単価は0.02円/ΔkWhで仮設定）		(0.02円/ΔkWh÷2)×1,000kW＝10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。

ΔkW約定量に応じて、売買手数料が課されます

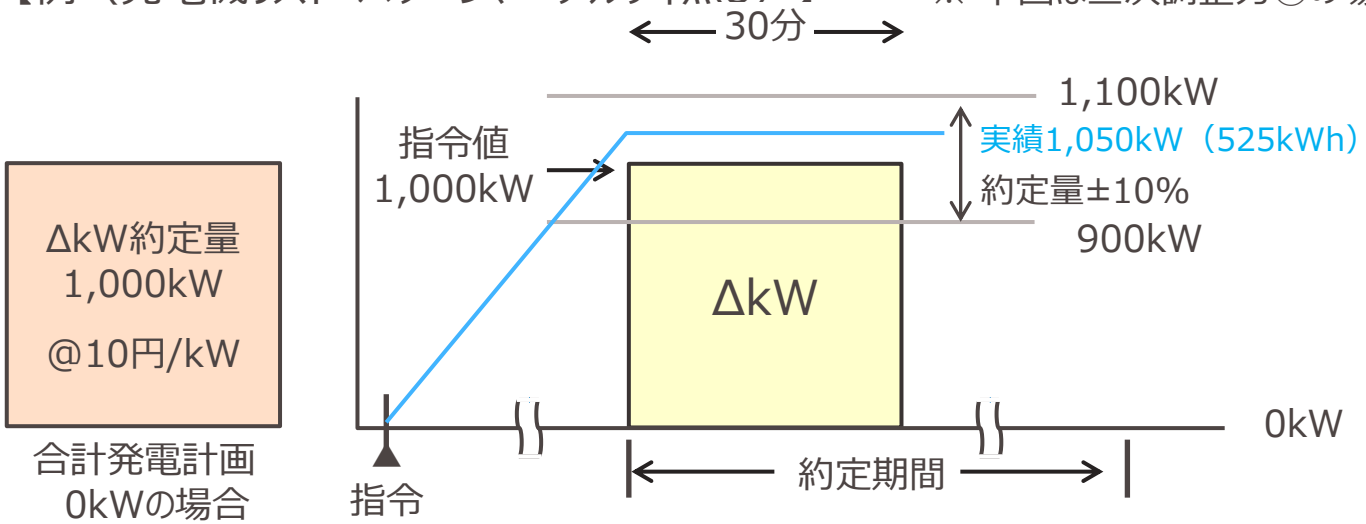
取引規程第9章第40条、第10章第45条

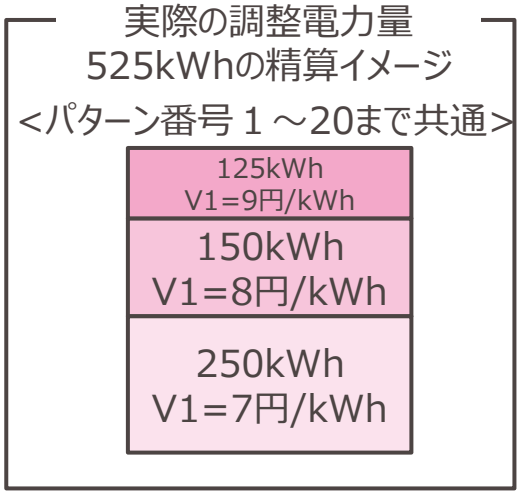
三次② 三次① 二次② 二次① 一次 複合

f.　試算例(6)

【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0.02円/ΔkWhで仮設定）		(0.02円/ΔkWh÷2)×1,000kW＝10円

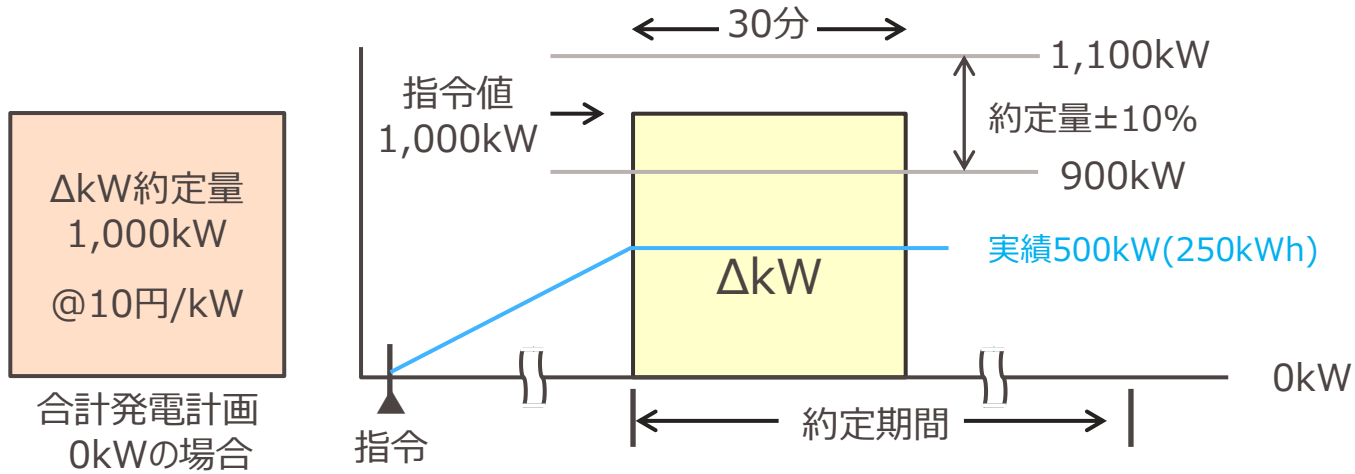
ΔkW約定量に応じて、売買手数料が課されます

※ 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」のとおり、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。

取引規程第9章第40条、第10章第45条

f.　試算例(7)

【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	10,000円×(1,000－1,000×0）÷1,000×1.0＝10,000円
［調整電力量料金(kWh)］精算額		8円/kWh×(250kWh－0kWh)＝2,000円
売買手数料 （売買手数料単価は0.02円/ΔkWhで仮設定）		(0.02円/ΔkWh÷2)×1,000kW＝10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。

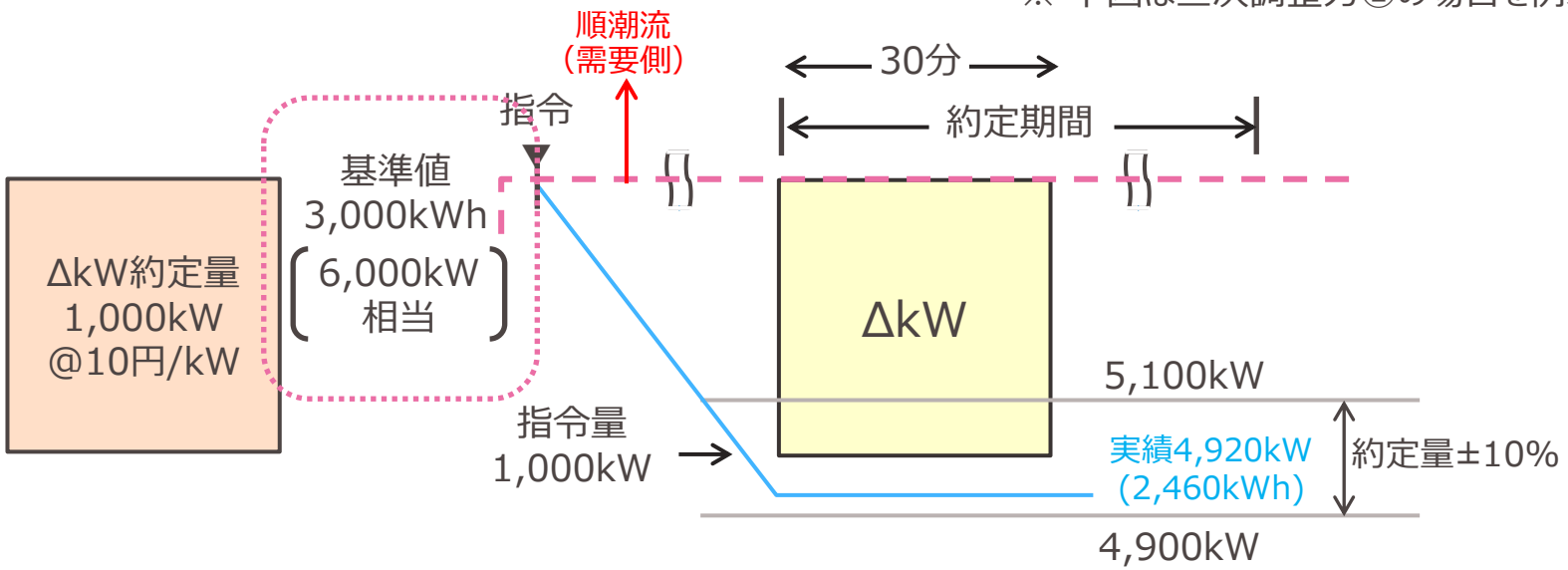
ΔkW約定量に応じて、売買手数料が課されます

取引規程第9章第40条、第10章第45条

f.　試算例(8)

【例（需要家リスト・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×(3,000kWh－2,460kWh)＝4,320円
売買手数料 （売買手数料単価は0.02円/ΔkWhで仮設定）		(0.02円/ΔkWh÷2)×1,000kW＝10円

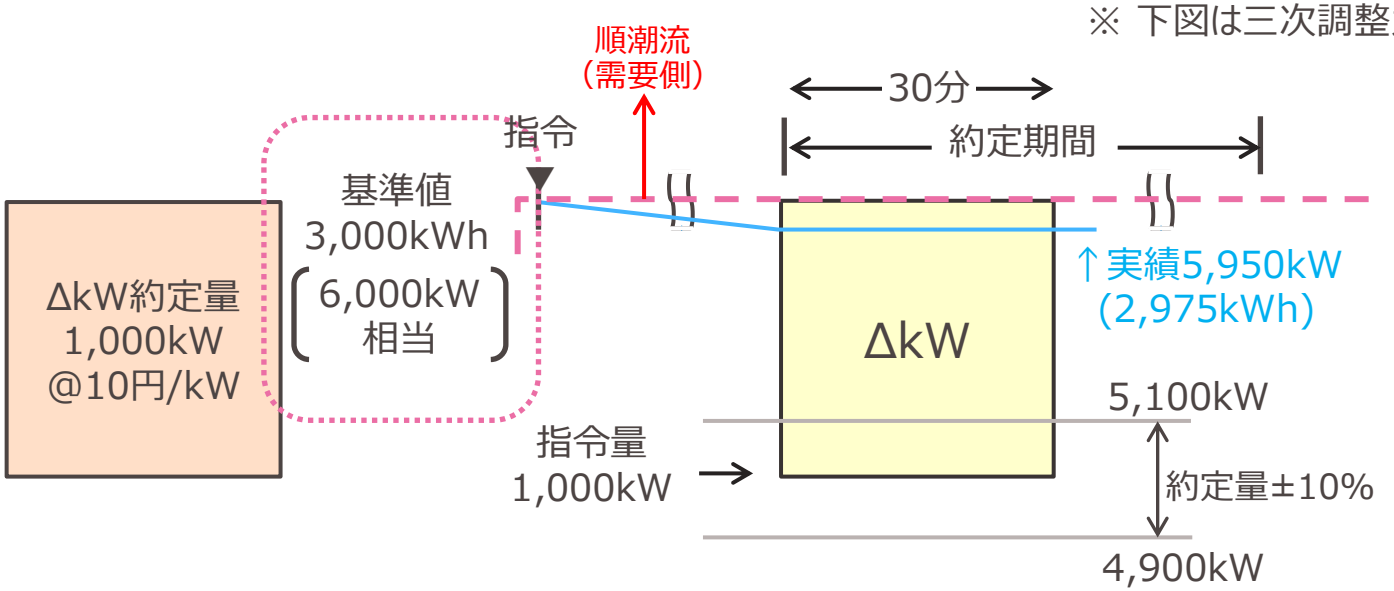
ΔkW約定量に応じて、売買手数料が課されます

取引規程第9章第40条、第10章第45条

f.　試算例(9)

【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	10,000円×(1,000－1,000×0）÷1,000×1.0＝10,000円
［調整電力量料金(kWh)］精算額		8円/kWh×(3,000kWh－2,975kWh)＝200円
売買手数料 （売買手数料単価は0.02円/ΔkWhで仮設定）		(0.02円/ΔkWh÷2)×1,000kW＝10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。

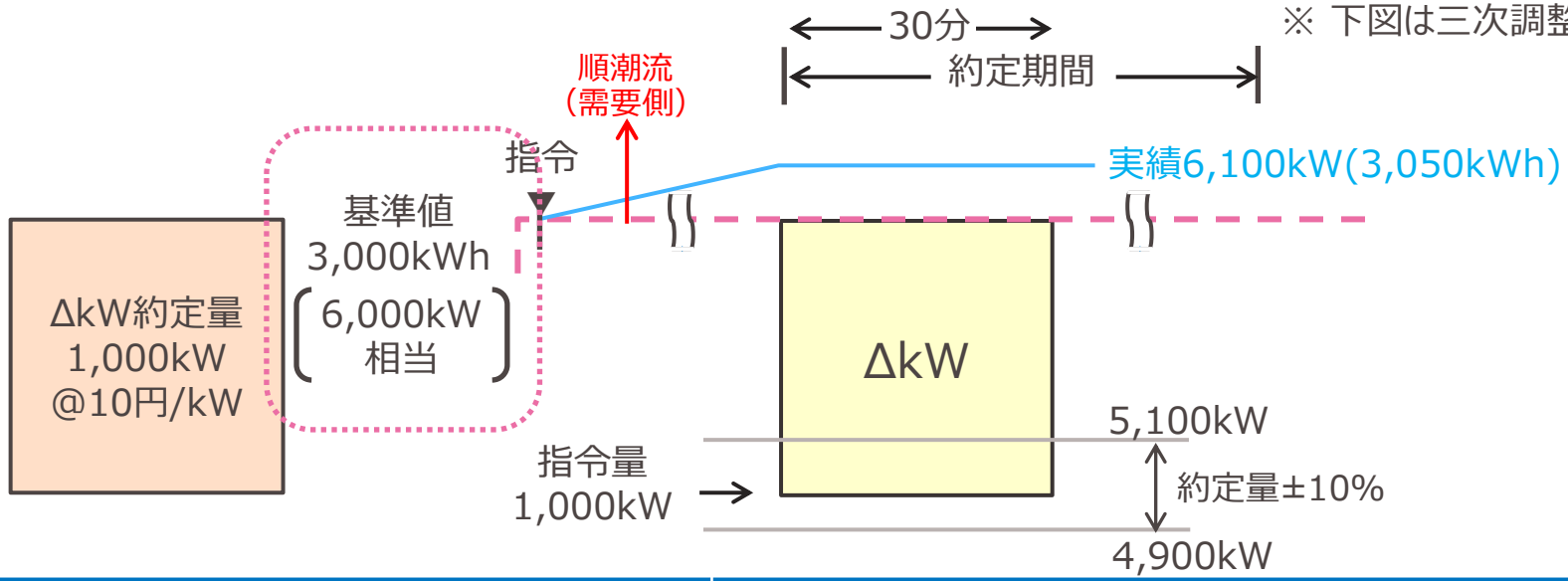
ΔkW約定量に応じて、売買手数料が課されます

取引規程第9章第40条、第10章第45条

f.　試算例(10)

【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）】

※ 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	10,000円×(1,000－1,000×0）÷1,000×1.0＝10,000円
［調整電力量料金(kWh)］精算額		8円/kWh×(3,000kWh－3,050kWh)＝－400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円※
売買手数料 （売買手数料単価は0.02円/ΔkWhで仮設定）		(0.02円/ΔkWh÷2)×1,000kW＝10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。

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。

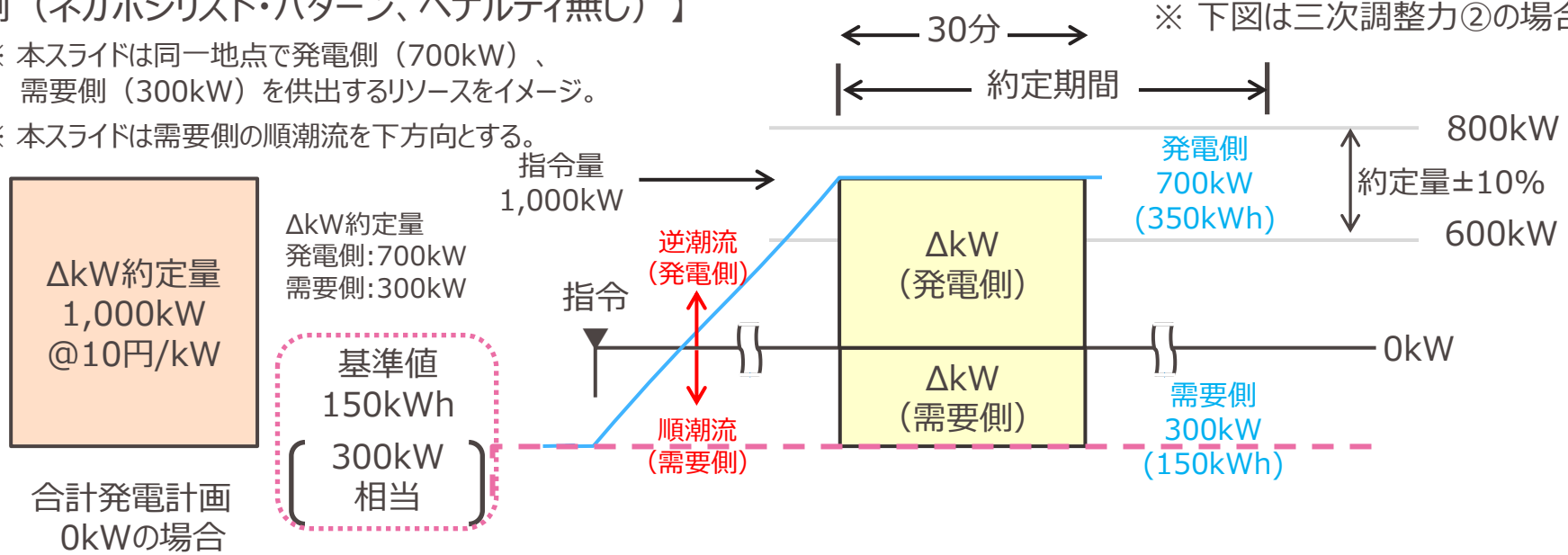
取引規程第9章第40条、第10章第45条

【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向とする。

※ 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×(350kWh－0kWh)〕＋〔8円/kWh×(150kWh－0kWh)〕＝4,000円
売買手数料 （売買手数料単価は0.02円/ΔkWhで仮設定）		(0.02円/ΔkWh÷2)×1,000kW＝10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45条

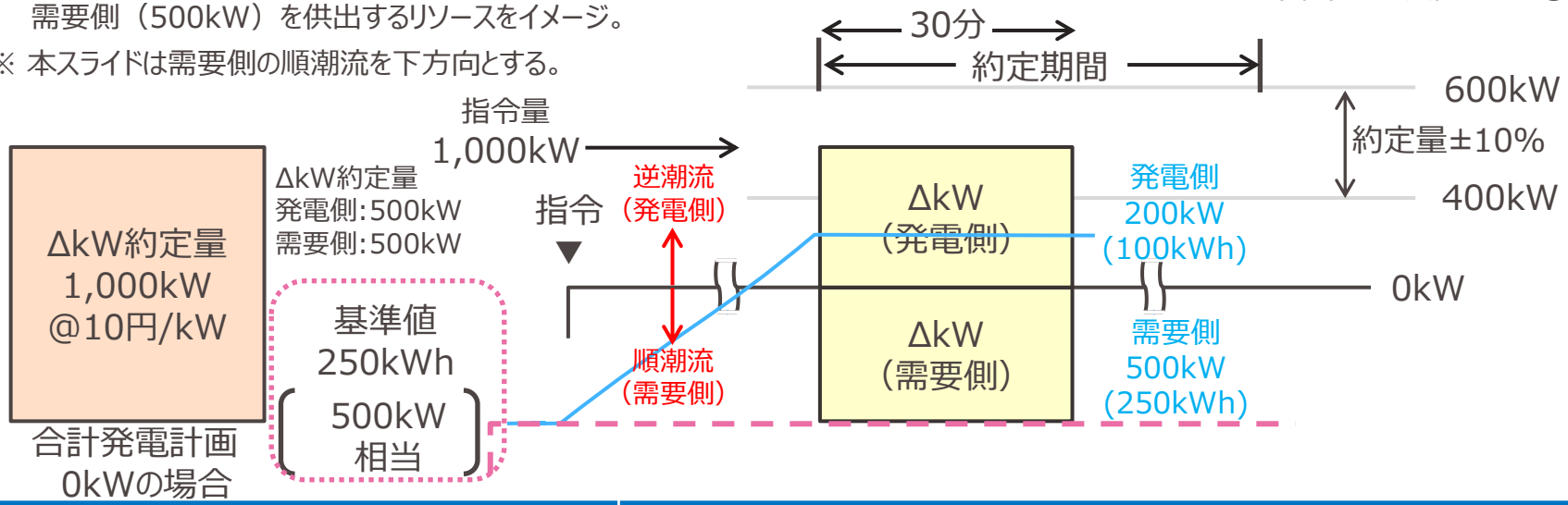
f.　試算例(12)

【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。

※ 本スライドは需要側の順潮流を下方向とする。

※ 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	10,000円×(1,000－1,000×0）÷1,000×1.0＝10,000円
［調整電力量料金(kWh)］精算額		〔8円/kWh×(100kWh－0kWh)〕＋〔8円/kWh×(250kWh－0kWh)〕＝2,800円
売買手数料（売買手数料単価は0.02円/ΔkWhで仮設定）		(0.02円/ΔkWh÷2)×1,000kW＝10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。

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45条

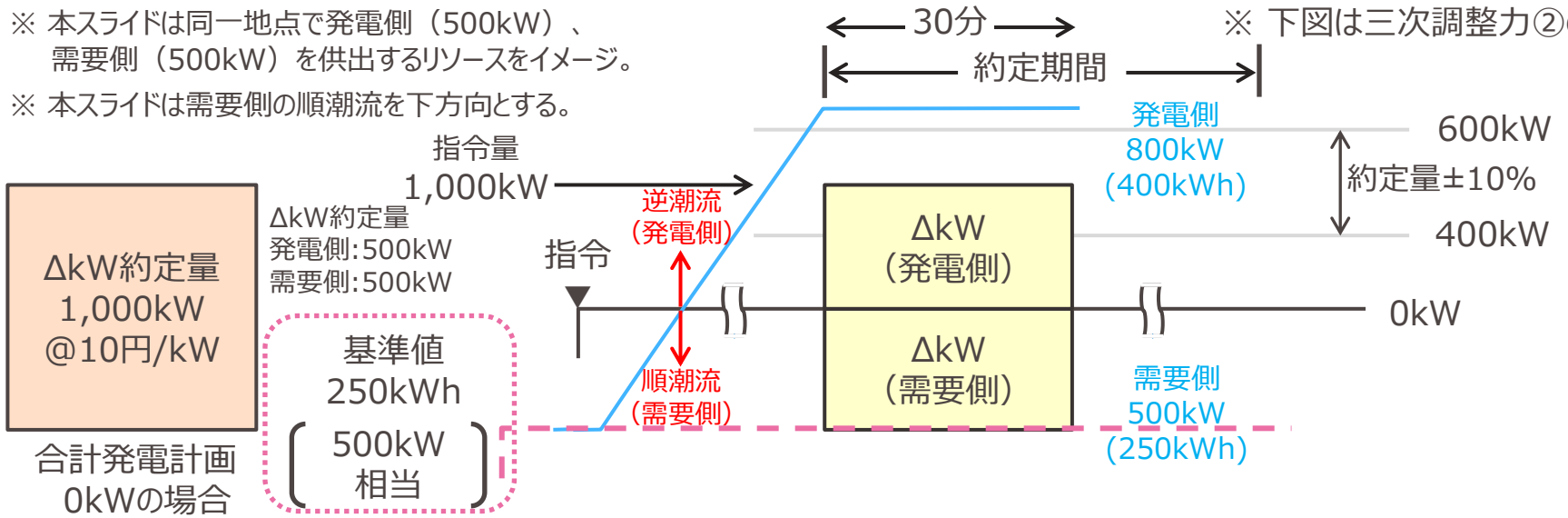
f.　試算例(13)

【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向とする。

※ 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	10,000円×(1,000－1,000×0) ÷1,000×1.0＝10,000円
［調整電力量料金(kWh)］精算額		〔8円/kWh×(400kWh－0kWh)〕＋〔8円/kWh×(250kWh－0kWh)〕＝5,200円
売買手数料 （売買手数料単価は0.02円/ΔkWhで仮設定）		(0.02円/ΔkWh÷2)×1,000kW＝10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。

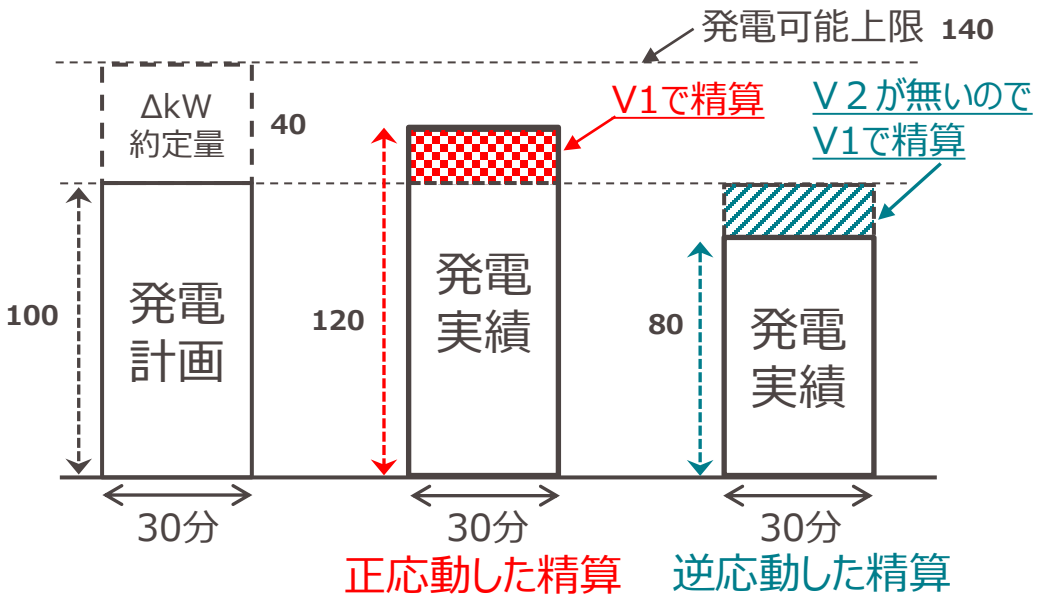
ΔkW約定量に応じて、売買手数料が課されます

取引規程第9章第40条、第10章第45条

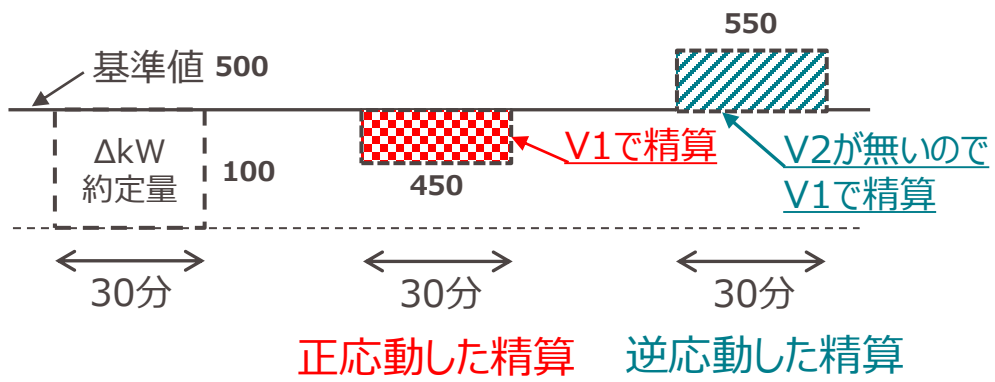
g. 「需給調整市場」のみ契約している場合の下げ調整力に関する精算（1/2）

- 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。
- 電源Ⅱ契約等または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精算を行いますが、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

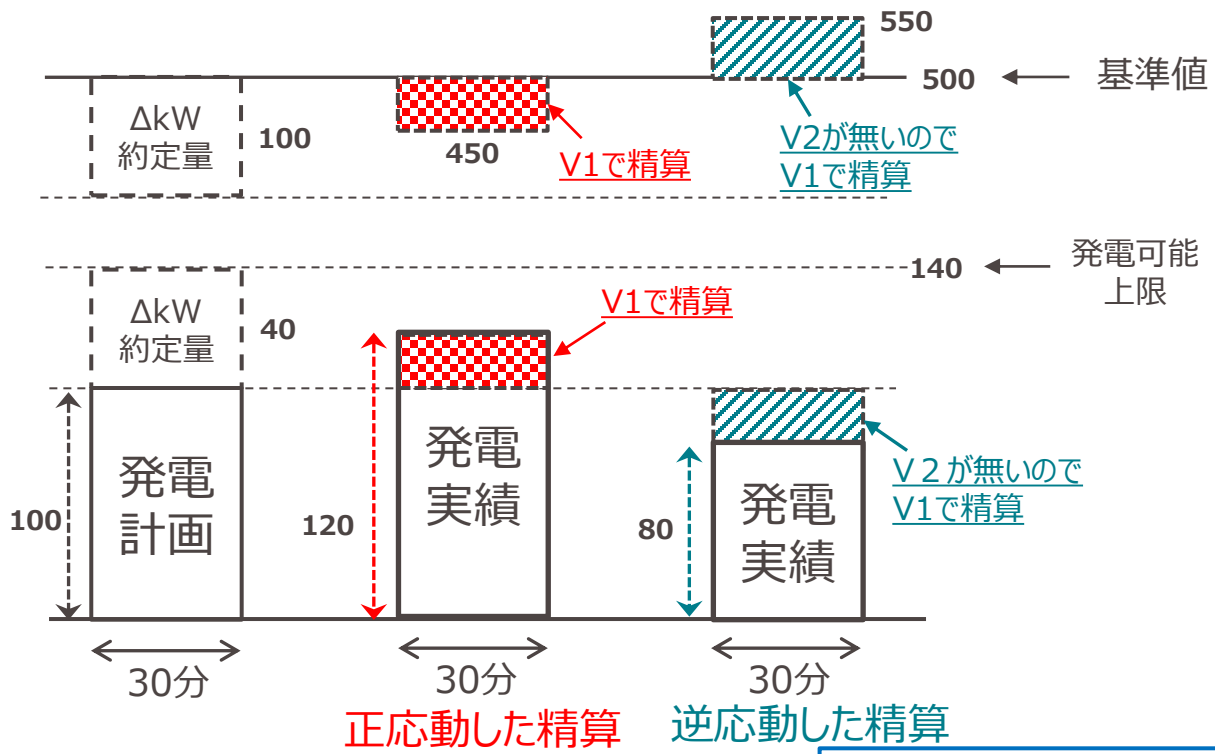


取引規程第2章第18条、第10章第45条

g. 「需給調整市場」のみ契約している場合の下げ調整力に関する精算（2/2）

- 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



取引規程第2章第18条、第10章第45条

h. 精算額の通知

- 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通知します。
- 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50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50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50条

三次②	三次①	二次②	二次①	一次	複合

２－１２．売買手数料

2-12. 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、ΔkW約定量（複合商品の場合は、複合ΔkW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ΔkW約定量（複合商品の場合は、複合ΔkW約定量）に、売買手数料の単価を2で除した値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、当該年度の取引開始の前日までに翌年度の売買手数料を送配電網協議会需給調整市場運営部のホームページで公開します。

- **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※1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、**ΔkW約定量**（複合商品の場合は、複合ΔkW約定量）**に応じた従量制**とすることとします。
- 市場における申込み等の受付対応、資格審査、市場運営・監視、システム管理・改修等の業務にもとづき算定したところ、2022年度は0.02円／ΔkWh※2となっております。

※1 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。

※2 売買手数料は、取引において売り手（調整力提供事業者）と買い手（TSO）の双方から徴収することとしております。このため算定諸元となる年間ΔkW値は、売り手／買い手分で２倍し算出しております。

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

取引規程第10章第45条、第13章第65条