

エリア	番号	電源区分	要綱・契約書	該当箇所	意見	方向性・回答案
北海道	1	電源Ⅰa	要綱	第2章 2.	・情報提供箇所、「関係する一般送配電事業者」があるが、目的は何か。Ⅰ´は広域的な需給バランス調整として、他エリアへの供給含めて定義されているものの、Ⅰに記載はない。そのため、他の一般送配電事業者へ提供する目的が不明。	電源ⅠとⅠ´に複数入札・重複入札された場合などは関連する一般送配電事業者と電源Ⅰに関する情報を提供することが想定されます。 従いまして原案通りとします。
北海道	2	電源Ⅰa	要綱	第3章 1. (22)	『なお、電源Ⅰ´ 厳気象対応調整力として・・・』は、誤記か。	誤記でございます。修正いたしました。
北海道	3	電源Ⅰa	要綱	第5章 1. (8)	上限価格の設定の意図は何か。また、公表はされるのか。上限価格の設定により、募集量未達の可能性があるが、その場合はどのようなプロセスになるのか。	適切な価格規律維持のため上限価格を設定させていただいております。 公平透明な競争を実現するため公表は差し控えさせていただきます。 未達が発生した場合は、追加公募を実施いたします。
北海道	4	電源Ⅰa	契約書	第1条2(2)	『契約設備等を契約電力の範囲内で次のとおり運転すること』とあるが、契約電力が発電設備の最低運転出力を下回る場合は電源Ⅰとしての起動・停止指令は発出されないとの理解で良いか。また、その状況で仮に電源Ⅱとして起動指令が発出された場合、燃料制約等の理由により電源Ⅱとしての使用を制約（または使用不可）しても、電源Ⅰとしての調整力提供の要件は満たしているとの理解で良いか。	発電事業者には運転計画がなく、送配電事業者として電源Ⅰ周波数調整力が必要であると認めた場合には、起動指令を発動する場合もございます。 燃料制約により起動不可の場合は、代替電源等による供出を申し出ていただけるものと考えておりますが、代替電源等による供出の申出がない場合につきましては、超過停止割戻料金算定対象とさせていただきます。
北海道	5	電源Ⅰa	契約書	第7条(3)	『原則として、運転時間の合計が10時間に達するまで乙の指令に応じた運転継続が可能であること』とあるが、契約電源が燃料制約により発電電力量の上限に制限がある場合でも、契約電力×合計10時間の運転が可能であれば1日の調整力提供の要件を満たしているとの理解で良いか。	1日単位の管理については、ご理解の通りです。 しかしながら、電源Ⅰ周波数調整力入札書記載の年間計画停止日数を除く日数分の運転は可能と考えておりますので、適切な燃料調達を実施していただくか、代替電源等による供出を申し出願いたします。

北海道	6	電源Ⅰ´	要綱	第1章 2	(原案) 主に10年に1回程度の猛暑・厳寒時等需給ひっ迫時(当社以外の一般送配電事業者の供給区域における需給ひっ迫時も含みます。)に… (提案) 以下の事象発生時に… 1. 電力利用率●●%以上 2. 台風一過等による前日との気温差が●度以上の上昇 3. 他 【理由】実情と全くあっていない。他管区では毎年発動もあり、10年に1度という言葉は意味をなしていない。また需要家からも具体的な説明を求められている。”	電源Ⅰ´の主な確保目的は「調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(広域機関)」にて整理されており、募集要綱の記載内容は、当該整理内容に沿ったものであると認識しております。 なお、2022年度以降は広域予備率にもとづき発動判断されることとなるため、それに関する説明資料(広域予備率に基づく電源Ⅰ´発動について)を作成し、当社ホームページにて公表することといたしました。 ただし、具体的な運用方法(部分発動に関する詳細等)は「調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(広域機関)」にて継続検討のため、確定次第、説明資料へその内容を反映することといたします。
-----	---	------	----	-------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

エリア	番号	電源区分	要綱・契約書	該当箇所	意見	方向性・回答案
北海道	7	電源Ⅰ'	要綱	第3章電源分類・契約関連	<p>(原案) (22) 発電バランスグループ(発電BG) 対象発電機(発電所)毎に単独の発電バランスグループを設定する必要がある。 (提案) 単独BG化を優先的に試みるものの、小売りから協力を得られない(21年度他管区で運用の際、当該小売りから拒否された)ことが確実に想定される。小売りから協力を得られない場合に限り、当該ポジ案件はアグリゲーションせず単独札として入札することとし、個別に貴TSOと事前事後にわたる協議で、他案、例えば弊社が21年度他管区で実運用中である方法:地点における供給力(非調整)も含め全量を単独BG化する原案ではなく、アグリゲーターが調整力の容量分だけ単独BG化し、発動時に優先順位を変更することで、供給力と切り分けて運用する方法、などを許容していただきたい。 仮に原案を必須とすると、本日時点貴TSOエリアのみで少なくとも100MW程度の需要家の参加が不可能となる。(うち95MW程度は21年度上記弊社案にて実運用中) また、第16回ERAB検討会で弊社も本件、意見陳述させていただき、早稲田林先生等からも下記賛同は得られており、「資料3の逆潮流アグリゲーションの制度設計について、これまで参加してきた需要家が参加できなくなることや、制度設計に貢献してきた企業がメリットを享受できなくなるようなことがないように、関係者の意見を収集し、制度設計に反映すべきである。また、機器点計量は、今後の電力システムがあらゆるリソースを活用した総力戦となることを踏まえると、重要である。具体的には、今後は大規模な調整力だけではなく、小さな調整力を機器点計量等で活用していく必要がある。そのためには、消費者を含めて、日本全体で対応していく必要がある。」是非とも本件の対応をお願いしたい。 https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/energy_resource/pdf/016_gijiyoshi.pdf</p>	<p>発電設備で参加いただく場合は、託送供給等約款に定めるとおり、原則として単独で調整電源BGを設定していただく必要があります。 電源Ⅰ'において、単独BG化に関する小売電気事業者等との協議が整わず応札が困難となる場合には、募集期間中、早期に当社までご相談ください。バランスグループの設定方法について個別に協議させていただきます。 なお、当社との協議が整わなかった場合(※)、落札者とならない可能性があります。 ※ 募集期間中にご相談の連絡が無い場合、募集期間中、間際の連絡となり協議時間が十分に確保できない場合を含みます。 なお、逆潮流アグリゲーションにつきましては第11回ERAB検討会での整理に基づき、単独BG化が必須となります。 【参考:第11回ERAB検討会】 https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/energy_resource/011.html</p>
北海道	8	電源Ⅰ'	要綱	第5章1(7)	<p>(原案) 当社は上限価格を設定し、その価格以下の価格にて応札された入札案件を審査対象といたします。 (提案) 上限価格を公表していただけないのか? 【理由】 旧一般電気事業者と、それ以外の参加者で上限価格への知見に非対称性があることが疑われる(発電と送電分離後も分離前時代の知見の蓄積が発電、販売部門にあることは容易に推察できる)。公平性及び適切な価格形成のために公表すべきと考えるため。</p>	<p>適切な価格規律維持のため上限価格を設定させていただいております。公平透明な競争を実現するため公表は差し控えてさせていただきます。</p>
北海道	9	電源Ⅰ'	要綱	第5章1(9)イ	<p>(原案) なお、本運用要件の範囲内において、当社は、広域的な需給バランス調整等のために電源Ⅰ' 厳気象対応調整力を活用します。 (提案) 広域的な需給バランス等の発動指令要件のより具体的な記載。</p>	<p>電源Ⅰ' は厳気象対応調整力は、2022年度以降は広域予備率にもとづき発動判断されることとなるため、それに関する説明資料(広域予備率に基づく電源Ⅰ' 発動について)を作成し、当社ホームページにて公表することといたしましたので、参照願います。</p>
北海道	10	電源Ⅰ'	要綱	第5章1(9)二(ハ)	<p>(原案) なお、同日中の複数発動を要請する場合があります。 (提案) 入札時点で同日中の複数回発動、連日の発動に対応可能である応札事業に非価格要素評価点をつけていただけないか? また発動理由も明示していただけないか? 【理由】 同日中の複数回発動および連日の発動に対応できるDRは限られているため。より多くの需要家の賛同を得るためには、理由の開示が必要となるため。</p>	<p>連日の発動は電源Ⅰ' 公募への参加に必要な満たすべき要件の一つとして求めているものです。また、1日複数回の発動については、応諾いただける範囲で応じていただくことと整理していますので、非価格要素点は加算いたしません。 発動理由に関する事項につきましては、2022年度以降、広域予備率にもとづき発動判断されることとなり、それに関する説明資料(広域予備率に基づく電源Ⅰ' 発動について)を当社ホームページにて公表することといたしました。当該説明資料をご確認ください。"</p>
北海道	11	電源Ⅰ'	要綱	第5章1(9)へ	<p>(原案) ・当社の求めに応じて契約電源等の発電計画値や発電可能電力、発電可能電力量、その他運用制約等を提出していただきます。(負荷設備を活用して調整力の提供を行う場合は、供給地点ごとの需要抑制計画値等を求めることがあります。) (提案) 追記; 発動対応の期間・準備に支障がない時期に 提出していただきます。 【理由】 突然の対応には無理があり、そのあたりは考慮していただけるとは思うものの、一言あったほうが望ましいため。</p>	<p>需給調整に関わるため、速やかなご対応をお願いいたします。</p>
北海道	12	電源Ⅰ'	要綱	第5章10(二)	<p>(原案) 今後の広域機関等の検討結果を踏まえ、電力量不足に起因する需給ひっ迫への対応としての調整力供出等について、協議させていただくことがあります。 (提案) 新たな商品を設けず、電源Ⅰ' の枠組みのなかで長時間の供出を依頼する可能性があるということでしょうか? その場合の従量料金(V2単価)についてはどのような扱いになるのか? 【理由】 事前に入札価格へ織り込む必要がある為。</p>	<p>電源Ⅰ' 契約者さまと長時間の供出にご対応いただけるか協議させていただく場合があります。なお、第61回制度設計専門会合にて、従量料金単価は「需給ひっ迫時のインバランス料金単価とするこも考えられる」と整理されております。</p>
北海道	13	電源Ⅰ'	要綱	第8章1(3)ロ	<p>(原案) なお、単価については、燃料費等のコストを勘案した設定としてください。ただし、応札時の電力量単価を上限とします。また、適用した単価を過去に遡って修正することはできません。 (質問) 今冬1月LNG不足時のように、緊急ひっ迫時の電力量単価の扱いについてご教示いただきたい。 【理由】 長時間発動となった場合、特に需要抑制(DR)にて参加する場合のコストに影響があるため。</p>	<p>要綱 第5章1(10)二に記載の通り、今後の広域機関等の検討結果を踏まえ、電力量不足に起因する需給ひっ迫への対応としての調整力供出等について、協議させていただく場合があります。</p>

エリア	番号	電源区分	要綱・契約書	該当箇所	意見	方向性・回答案
北海道	14	電源Ⅰ'	要綱	第8章 1 (3) ホ	<p>(原 案)当社からの上げ指令にも関わらず、30 分ごとの計量の結果が下げ調整（発電出力減）となっていた場合には、当該コマの属地 TSO のインバランス単価を用い、（下げ調整量×インバランス単価）で算出される料金により属地 TSO と契約者間で精算を行います。</p> <p>(提案)不足インバラは需要家所属BGの小売りに請求とする。</p> <p>【理由】電気事業法上、同時同量の義務を負っていないアグリゲーターが下げ調整量時の不足インバランスを負担するということは不合理ではないか？さらに現状、アグリがTSOから不足インバラが請求される一方、小売りはその不足インバラ分を自社で確保してないにも関わらず需要家に電気代として請求しており、結果としてアグリが不足インバラを需要家に転嫁できないという不可解な状況となっている。また不足インバラを小売りに支払いをお願いしたところ、拒否をされた実績がある。こちらは改善が必須。</p> <p>後述 契約書第 1 7 条も同じ。</p>	調整力として指令を行った場合、その期間は調整力として扱うことから、下げとなった場合でも調整電力量として扱います。よって原案どおり、インバランス算定ではなく、調整電力量の精算として調整力提供事業者と精算を行います。"
北海道	15	電源Ⅰ'	要綱	第8章 1 (8) ハ	<p>(原案) 前日 1 2 時までにはあらかじめ定めていただいた電源Ⅰ' 厳気象対応調整力を供出可能な代替電源等（本要綱にて定める要件を満たしていること、原則として別途、当社と電源Ⅱ周波数調整力契約、電源Ⅱ需給バランス調整力契約を締結していること、および電源Ⅰ周波数調整力契約、電源Ⅰ需給バランス調整力契約、電源Ⅰ' 厳気象対応調整力契約を締結していないこと、以上を全て満たすことが必要です。）をあらかじめ当社に提示し、当社が差替えを認めた場合は、停止日数から除外することといたします。なお、代替電源等の使用に必要な追加費用のお支払いはいたしません。</p> <p>(質問事項) 代替設備の提示締め切り期限につき他管区との整合をお願いしたい。</p>	代替設備の提示締切については、記載のとおり前日の 1 2 時にさせていただきます。
北海道	16	電源Ⅰ'	要綱	第8章 1 (9) イ	<p>(原案)最低発動回数（厳気象対応（夏季・冬季）の場合 1 2 回、稀頻度リスク対応（冬季）の場合は 6 回）を超えて当社から電力の供出を要請した場合も、契約電力未達時割戻料金の精算対象となります。</p> <p>(質問) 例えば入札時に対応回数を 1 2 回とした場合は、1 2 回を超えての対応は任意、未達ペナルティ対象外という理解だが正しいか？</p>	1 2 回を超えて対応は可能な限り応じていただきますが、応じていただいた場合は、契約電力未達割戻料金の対象となります。
北海道	17	電源Ⅰ'	要綱	第8章 1 (9) ロ	<p>(原 案)契約電力未達時割戻料金の算定式契約電力未達時割戻料金 = 30 分単位のコマ数 (1 コマ) × 未達度合い合計 ÷ (発動回数※1×3 時間×2 コマ)×基本料金×1.5</p> <p>未達度合い=(契約電力-調整電力量※2)÷契約電力</p> <p>(提案)容量市場と整合性を取るべく係数を1.1としていただきたい。</p>	確保容量の考え方等含め、容量市場と同じ仕組みではなく、調整力の供出の確実性を担保する趣旨からも原案通りとさせていただきます。
北海道	18	電源Ⅰ'	要綱	第8章 1 (9) ハ	<p>(原 案)なお、発動指令電源と電源Ⅰ'で重複する契約設備等があるときに、実効性テストと電源Ⅰ'厳気象対応調整力の同時指令をする場合、もしくは実効性テスト指令後に電源Ⅰ'厳気象対応調整力発動を指令する場合は、電源Ⅰ'厳気象対応調整力の指令は実効性テストと重複しない契約設備等のみに対する指令として扱います。具体的な指令値としては、契約電力を各契約設備等の供出電力の合計値で除し、発動指令電源と重複していない契約設備等の供出電力の合計値で乗じた値（小数点第一位を四捨五入）を指令することとし、未達度合い算定式における電源Ⅰ'厳気象対応調整力契約電力を実効性テスト控除指令量に読み替えます。</p> <p>(質問)発動指令電源と電源Ⅰ'における契約設備が完全に一致している場合、実行性テスト実施時指令値はゼロとなる、という理解で正しいか？</p>	ご認識のとおりでございます。

エリア	番号	電源区分	要綱・契約書	該当箇所	意見	方向性・回答案
北海道	19	電源Ⅰ'	要綱	第9章 3 (2)	<p>(原案) (2) 部分買取の発電場所の BG 設定について 部分買取となっている発電場所を電源Ⅰ' に供出する場合、当該発電場所を調整電源 BG として単独で BG を設定する必要があります(調整電源と非調整電源は別の BG として設定していただきます)。 (提案)単独BG化を優先的に試みるものの、小売りから協力を得られない(21年度他管区で運用の際、小売りから拒否された)ことが確実に想定される。小売りから協力を得られない場合に限り、当該ポジ案件はアグリゲーションせず単独札として入札することとし、個別に貴TSOと事前事後にわたる協議で、他案、例えば弊社が21年度他管区で実運用中である方法：地点における供給力(非調整)も含め全量を単独BG化する原案ではなく、アグリゲーターが調整力の容量分だけ単独BG化し、発動時に優先順位を変更することで、供給力と切り分けて運用する方法、などを許容していただきたい。仮に原案を必須とすると、本日時点貴TSOエリアのみで少なくとも15MW程度(うち11MW程度は21年度上記弊社案にて実運用中)の需要家の参加が不可能となる。 また、第16回ERAB検討会で弊社も本件、意見陳述させていただき、早稲田林先生等からも下記賛同は得られており、「資料3の逆潮流アグリゲーションの制度設計について、これまで参加してきた需要家が参加できなくなることや、制度設計に貢献してきた企業がメリットを享受できなくなることがないよう、関係者の意見を収集し、制度設計に反映すべきである。また、機器点計量は、今後の電力システムがあらゆるリソースを活用した総力戦となることを踏まえ、重要である。具体的には、今後は大規模な調整力だけではなく、小さな調整力を機器点計量等で活用していく必要がある。そのためには、消費者を含めて、日本全体で対応していく必要がある。」是非とも本件の対応をお願いしたい。 https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/energy_resource/pdf/016_gijiyoshi.pdf さらに、小売りは属地の旧一般電気事業者が大多数を占めており、単独BG化の依頼を断ることで、実質、属地旧小売りがポジワット需要家を囲い込むこととなる。(専業アグリゲーターのみならず他エリアの旧一般電気事業者が越境しポジワットリソースを獲得することも阻害される)結果として、需要家の選択肢は旧一般電気事業者の需給調整契約のみとなり健全な競争原理が働かなくなる。調整力公募において単独BG化を強いることは事実上旧一般電気事業者が自エリアのポジワットリソースを囲い込むことを意味しているため、先日某エリアで報道されたカルテルと同様の事態を招く恐れがあることを強く懸念。需要家が得られるべき利益を損なうばかりでなく、調整力の適切な調達に反する措置とも捉えることができよう。このような観点からも、至急見直されるべきである。"</p>	<p>発電設備で参加いただく場合は、託送供給等約款に定めるとおり、原則として単独で調整電源BGを設定していただく必要があります。 電源Ⅰ'において、単独BG化に関する小売電気事業者等との協議が整わず応札が困難となる場合には、募集期間中、早期に当社までご相談ください。バランシンググループの設定方法について個別に協議させていただきます。 なお、当社との協議が整わなかった場合(※)、落札者とならない可能性があります。 ※ 募集期間中にご相談の連絡が無い場合、募集期間中切間際の連絡となり協議時間が十分に確保できない場合を含みます。 なお、逆潮流アグリゲーションにつきましては第11回ERAB検討会での整理に基づき、単独BG化が必須となります。 【参考：第11回ERAB検討会】 https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/energy_resource/011.html</p>
北海道	20	電源Ⅰ'	契約書	第7条	<p>(原 案)甲は、厳気象対応(夏期・冬季)提供時間または、稀頻度リスク対応(冬季)提供時間においては、契約設備等について、次の各号の運用要件を満たすものとする。ただし、容量市場にて落札された発動指令電源の実効性テストとして、契約電源等の一部が活用されている場合の指令値は、以下の算式により算定された値を小数点以下第1位で四捨五入した値(以下「実効性テスト実施時指令値」という。)とする。 (提案)発動指令電源と電源Ⅰ'における契約設備が完全に一致している場合、実行性テスト実施時指令値はゼロとなる、という理解で正しいか?"</p>	<p>ご認識のとおりでございます。</p>
北海道	21	電源Ⅰ'	契約書	第14～15条	<p>(原案) 契約電力未達時割戻料金) 第14条～本契約第15条に定める停止日数の対象期間においても、契約電力未達の判定を実施するものとする。 (提案) 停止割戻申請をし割戻料金を控除されているにもかかわらず(発動対応できないことは明確)、発動時に未達ペナルティを取ることは、2重取りではないのか?停止割戻料金を払うなら、未達ペナルティを徴収しないか、停止割戻申請自体を削除していただきたい。</p>	<p>標準契約書第17条に基づき、停止割戻料金は、乙の指令に備えた待機をすることができない日数(前条による契約電力未達時割戻料金を適用した日を除く)により算定を行うことから、二重取りになることはありません。 電源Ⅰ'は特に供給力が不足する断面で発動される調整力であるため、電源Ⅰ'厳気象対応調整力提供時間中の停止は原則不可であり、停止かどうかに関わらず、発動対象になり、発動時には契約電力未達時割戻料金の算定対象となります。なお、万一の設備故障等の際にはすみやかにご連絡いただくこととしております。 以上の前提において、指令の有無に関わらず発生する停止割戻料金が存在すると、停止連絡を躊躇うことに繋がるおそれもありますので、停止割戻料金は廃止させていただきます。"</p>
北海道	22	電源Ⅰ'	契約書	第17条	<p>(原案) 第17条 2 (2) 下げ調整電力量料金 (提案)不足インバラは需要家所属BGの小売りに請求とする。 【理由】電気事業法上、同時同量の義務を負っていないアグリゲーターが下げ調整量時の不足インバランスを負担するということが不合理ではないか?さらに現状、アグリがTSOから不足インバラが請求される一方、小売りはその不足インバラ分を自社で確保していないにも関わらず需要家に電気代として請求しており、結果としてアグリが不足インバラを需要家に転嫁できないという不可解な状況となっている。改善が必須。</p>	<p>調整力として指令を行った場合、その期間は調整力として扱うことから、下げとなった場合でも調整電力量として扱います。 よって原案どおり、インバランス算定ではなく、調整電力量の精算として調整力提供事業者と精算を行います。"</p>
北海道	23	電源Ⅰ'	要綱	第5章 1 (2)	<p>【原案】厳気象対応(夏季・冬季)提供時間：提供期間の内、土日祝日・年末年始を除く、夏季(7月1日～9月30日)は9時～20時 冬季(12月1日～2月28日)は0時～24時 稀頻度リスク対応(冬季)提供時間：提供期間の内、土日祝日・年末年始を除く、冬季(12月1日～2月28日)0時～24時 【確認内容】上記について、厳気象対応、稀頻度リスク対応、いずれの応札においても「冬季(12月1日～2月28日)は0時～24時の提供」が必要であり、また、契約者の責となる事由で契約電力の全部または一部が提供できない場合はペナルティが生じる、という理解で良いでしょうか。</p>	<p>ご認識のとおりでございます。</p>

エリア	番号	電源区分	要綱・契約書	該当箇所	意見	方向性・回答案
北海道	24	電源Ⅰ'	要綱	第5章 1(9)	<p>【原案】定期検査等は、厳気象対応(夏季・冬季)提供期間または稀頻度リスク対応(冬季)提供期間以外の期間にて実施してください。やむを得ない事由により・・・提供期間に停止となる場合は、第8章にて定めるペナルティの対象になり得ますので・・・</p> <p>【確認内容】上記について、①複数の需要家の需要抑制(DR)は対象なのでしょうか。②①で対象の場合、操業調整等に伴う低需要時を考慮すると、「常時、需要抑制不足が生じないよう複数の需要家の需要を調整する」または「その需要調整を行っても需要抑制不足が生じる場合は発電設備の逆潮流により供出する」、という理解で良いでしょうか。</p>	<p>①DRの場合も対象となります。</p> <p>②「常時、需要抑制不足が生じないよう複数の需要家の需要を調整する」</p> <p>→ご認識のとおりです。</p> <p>または「その需要調整を行っても需要抑制不足が生じる場合は発電設備の逆潮流により供出する」、という理解で良いでしょうか。</p> <p>→逆潮流により供出する可能性がある場合は、ネガポジアグリゲーションの内容で契約締結する必要があります。</p>
北海道	25	電源Ⅰ'	要綱	第5章 1(9)	<p>【原案】落札者は・・・電源Ⅰ'厳気象対応調整力契約電力を電源Ⅰ'厳気象対応調整力契約の目的以外に活用しないこととしていただきます。</p> <p>【確認内容】上記について、「募集要綱 第8章1(13)」の記載を踏まえ、「・・・目的以外に活用しないこととしていただきます。なお、容量市場で落札された発動指令電源の実効性テストに応じる場合は除きます」という理解で良いでしょうか。</p>	ご認識のとおりでございます。要綱を修正いたしました。
北海道	26	電源Ⅰ'	要綱	第7章 3	<p>【原案】〔ステップ6〕供給信頼度評価の実施および落札案件の決定 ステップ5のプロセスを実施した後、・・・当該評価結果が不適合だった場合・・・混雑エリア以外の系統に連系する契約設備等を活用する案件のみを対象として・・・選定いたします。</p> <p>【確認内容】上記について、ステップ6の内容は「厳気象対応(夏季・冬季)に応札する案件および稀頻度リスク対応(冬季)のみに応札する案件」が対象、という理解で良いでしょうか。</p>	「厳気象対応(夏季・冬季)に応札する案件のみに適用いたします。
北海道	27	電源Ⅰ'	要綱	第8章 1(3)	<p>【原案】契約者は、上げ調整単価、下げ調整単価・・・をあらかじめ需給調整市場システムに登録していただきます。・・・(契約設備が需給調整市場における取引に用いられない場合・・・であっても、ロの単価含め需給調整市場システムへの登録が必要です。)</p> <p>【確認内容】上記について、複数の需要家の需要抑制(DR)も対象なのでしょうか。</p>	2022年度以降のインバランス料金制度について(中間とりまとめ)【令和元年12月7日 電力・ガス取引監視等委員会事務局】にて、発動された電源Ⅰ'は広域運用された調整力の一部とみなしてインバランス料金計算の対象とすることで整理されました。インバランス料金に関連する情報は、正確かつタイムリーに公表する必要があるため、極力、人が介在せずにインバランス料金を算定できるよう、算定に用いる広域運用された調整力のkWh価格情報は、システムでの連携が必要となります。登録いただくシステムについては、既存システムである需給調整市場システムを活用することとしたため、DRを活用される場合も、需給調整市場システムへ登録していただく必要があります。
北海道	28	電源Ⅰ'	要綱	第8章 1(9)	<p>【原案】なお、発動指令電源と電源Ⅰ'で重複する契約電源等があるときに、実効性テストと電源Ⅰ'厳気象対応調整力の同時指令をする場合、もしくは実効性テスト指令後に電源Ⅰ'厳気象対応調整力を指令する場合は、電源Ⅰ'厳気象対応調整力の指令は実効性テストと重複しない契約電源等のみに対する指令として扱います。具体的な指令値としては、・・・を指令することとし、未達度合い算定式における・・・を実効性テスト控除指令量に読み替えます。</p> <p>【確認内容】実行性テスト直前に電源Ⅰ'指令があった場合、指令や未達度合い算定式の扱いはどのようなのでしょうか。</p>	電源Ⅰ'指令後には実効性テストは行いません。
北海道	29	電源Ⅰ'	要綱	第8章 1(11)	<p>【原案】調整力ベースラインの設定にあたって、約款、「エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネスに関するガイドライン」における標準ベースライン等を踏まえ、個別に協議し、その設定方法を取り決めます。</p> <p>【確認内容】標準ベースライン(High 4 of 5)について、①年未年始(12/29~1/3)は直近5日間から除外するという理解で良いでしょうか。(「総平均値の25%未満の場合の該当日」は除外となっているものの、「行政機関の休日に関する法律」により「土曜日、日曜日、国民の祝日に関する法律に規定する休日、12/29~1/3」は行政機関の休日であり、年未年始は社会通念上で実質的な休日になっていると考えられます)②標準ベースラインの計算対象期間中に容量市場の実効性テストが実施された場合、実効性テスト実施日は、標準ベースラインの考え方において除外される「DR実施日」になると理解して良いでしょうか。</p>	<p>①ベースライン算定上12月29日~1月3日は直近5日間から除外いたします。</p> <p>②ご認識のとおりでございます。</p>
北海道	30	電源Ⅰ'	要綱	第8章 1(13)	<p>【原案】提供期間については、契約設備等のうち、電源Ⅰ'厳気象対応調整力契約電力分について・・・電源Ⅰ'厳気象対応調整力提供の目的以外に活用しないことといたします。なお、容量市場で落札された発動指令電源の実効性テストへの活用は除きます。</p> <p>【確認内容】上記の「実効性テストへの活用は除きます」について、「電源Ⅰ'厳気象対応調整力の提供に関する契約書および端境期における調整力の提供に関する覚書」で定める期間・時間において、実効性テストの計画・実施を可能とするということでしょうか。</p>	ご認識のとおりでございます。

エリア	番号	電源区分	要綱・契約書	該当箇所	意見	方向性・回答案
北海道	31	電源Ⅰ'	契約書	第19条6	【原案】乙は、本契約第14条にもとづく契約電力未達時割戻料金、本契約第15条にもとづく停止割戻料金または・・・が生じた場合、第2項および第3項に定める料金と相殺できるものとし、・・・(当社が属地TSOとならない場合、本項を削除する。)【確認内容】上記について、御社が属地TSOとならない場合、第2項および第3項に定める料金と相殺できず、第4項にもとづく料金等の支払いを行う、という理解で良いでしょうか。	弊社が属地TSOとならない場合、月間料金とペナルティ料金(契約電力未達割戻料金、停止割戻料金)を相殺できるよう、修正いたしました。
北海道	32	電源Ⅰ'	要綱	全般	入札書の様式が示されていない。	掲載いたしました。
北海道	33	電源Ⅰ'	要綱	第2章 1. (15)	『上記(10)における・・・』は、(8)の誤記か。	誤記でございます。修正いたしました。
北海道	34	電源Ⅰ'	要綱	第3章 2. (12)	需給調整市場に登録していない(登録する予定のない)発電機はどのような対応となるか。また、そもそも需給調整市場システムの連携が必須な理由は何か。応募の条件を狭めることになっていないか。	2022年度以降のインバランス料金制度について(中間とりまとめ)【令和元年12月7日 電力・ガス取引監視等委員会事務局】にて、発動された電源Ⅰ'は広域運用された調整力の一部とみなしてインバランス料金計算の対象とすることで整理されました。インバランス料金に関連する情報は、正確かつタイムリーに公表する必要があるため、極力、人が介在せずにインバランス料金を算定できるよう、算定に用いる広域運用された調整力のkWh価格情報は、システムでの連携が必要となります。登録いただくシステムについては、既存システムである需給調整市場システムを活用することとしたため、需給調整市場に参加していない発電機の場合であっても、需給調整市場システムへ登録していただく必要があります。
北海道	35	電源Ⅰ'	要綱	第5章1. (3)口	「電源Ⅰ' 厳気象対応調整力を通じて安定して調達できること」とはどういう意味か。	誤記でございます。修正いたしました。
北海道	36	電源Ⅰ'	要綱	第5章1. (9)イ	広域的な需給バランス調整とは、具体的には広域融通との理解でよいか。	ご認識のとおりでございます。
北海道	37	電源Ⅰ'	要綱	第5章1. (9)口	『あらかじめ当社からの起動指令を受けて、系統並列している状況を前提といたします』とあるが、系統並列して最低出力で運転している状態で既に契約電力の一部にかかる場合は、電源Ⅰ'を提供したことになるのか。	関連部分に誤記がありましたので、修正しました。発動開始時刻に発動指令出力とするために、事前に並列し、負荷上昇を行う場合は、上昇中はⅠ'とは認められません。
北海道	38	電源Ⅰ'	要綱	第5章1. (9)ニ・ヌ	ネットワーク会社の発動回数が、応札者が応札時に申し出た発動可能回数を超過する場合、応札者は可能な限り応じることと書かれているため、応諾有無は応札者に裁量の余地があるものと理解。一方、応札者に裁量の余地があるにも関わらず、発動可能回数を超過した場合においても調整力供給以外の目的外利用が禁止されているが、発動可能回数の上限はどのような目的で設定されているのか。	募集要綱に記載の通り、提供期間における発動回数が応札時に申し出ていただいた発動可能回数を超過する場合であっても、当社から電力の供出を要請する場合があります。この場合は可能な限り要請に応じていただくために、当社の承諾なしに目的外に契約設備等を活用しないこととしていただいております。なお、発動可能回数は、発動回数に制限を設けることを希望される電源等について、応札時に申し出ていただいております。
北海道	39	電源Ⅰ'	要綱	第8章 1. (9)イ(1)	『契約電力未達』の契約電力とは、実需給断面の指令値であるとの理解でよいか。仮に契約上示す契約電力である場合、発動に際し需給状況に応じた部分負荷での活用はないものか。	契約設備tごとの全量発動を基本といたします。ただし、電源Ⅱ契約がある場合には、部分発動も行います。
北海道	40	電源Ⅰ'	契約書	全般	ネットワーク会社は調整力を発動する際に、電源Ⅰ(または電源Ⅱ)と電源Ⅰ'の契約容量を組み替えて運用することはあるのか。(電源ⅠのA電源の調整力10と電源Ⅰ'のB電源の調整力10を組み替えて、B電源を電源Ⅰとして運用する)その場合、組み替えることについて調整力提供者の承諾が必要ではないか。	契約区分に沿って運用させていただきます。
北海道	41	電源Ⅰ'	契約書	第11条(1)ハ	「上記、(1)、(2)以外の通信線等」とあるが、「上記、イ、ロ、以外の通信線等」の誤記か。	誤記でございます。修正いたしました。
北海道	42	電源Ⅰ'	契約書	第14条4	「第5項における算定結果が負の場合は一部未達割合を0とみなす。」とあるが、第5項がない。また、本項以外に一切記載がないが「一部未達割合」とはなにか。	誤記でございます。修正いたしました。
北海道	43	電源Ⅰ'	契約書	第20条2(4)	「稀頻度リスク対応(冬季)提供期間のうち9時から20時までとする。」とあるが、要綱と時間が異なっている。どちらが正しいのか。	誤記でございます。修正いたしました。
北海道	44		覚書	第1条	【原案】甲は、乙が端境期(原契約に定める厳気象対応の場合、2022年4月1日から6月30日、10月1日から11月30日および2023年3月1日から3月31日の期間における各日0時から24時をいう。稀頻度リスク対応の場合・・・以下、同じ。)の需給ひっ迫時の需給バランス調整等を実施するため、原契約に定める契約設備等を用いて、可能な範囲で乙に対して調整力の提供を行なうものとする。【確認内容】上記について、「乙への調整力提供は可能な範囲であり、提供義務は無い、提供できなかった場合のペナルティは無い」ということでしょうか。	ご認識のとおりでございます。
北海道	45		覚書	第8条	「原契約第10条の定めによるものとする」とあるが、第9条の誤記か。	誤記でございます。修正いたしました。

エリア	番号	電源区分	要綱・契約書	該当箇所	意見	方向性・回答案
北海道	46	電源Ⅰ'	要綱		<p>資本関係や人的関係がある会社は、同じTSOに対して応札窓口を一本化する旨、記載がございます。ご質問ですが、応札窓口と約定後の契約や運用、精算が別会社となる方法は認められますでしょうか？</p> <p>例1 ・A社とB社は親会社と同じ。 ・A社はエリア①に、B社はエリア②に電源を保有。(①と②は隣接) ・応札窓口はA社に一本化。 →エリア②への応札はA社、落札後、契約や運用、精算はB社が行う方法は認められますでしょうか？</p> <p>例2 ・A社とB社は親会社と同じ。 ・A社はエリア①に、B社はエリア②に電源を保有。(①と②は隣接) ・エリア②にA社の札とB社の札を別々に応札し両方とも約定。 →エリア②のTSOは、A社とB社、別々に契約を結び、別々に運用・精算を行うことは可能でしょうか？</p> <p>質問の背景： 隣接するエリアは全て応札が可能となりました。資本関係を有する各地の会社が隣接するエリア全てに応札する場合、応札エリアにリソースを有していないにも関わらず、日本全国で1社が担います。その1社は膨大な実務を担当することになり、支障をきたす場合がございます。</p>	<p>資本関係等がある会社は、同一TSOへの応札に対し、一本化していただきますが、落札決定以降については、資本関係等がある会社も含め、第三者へ譲渡することは可能です。</p> <p>例1について、 エリア②への応札をA社に一本化し、落札決定後、B社へ譲渡するものと理解しましたが、この場合、対応可能です。</p> <p>例2について、 エリア②への応札を資本関係のあるA社、B社が個々に応札することとなるため、この場合は認められません。</p>
北海道	47	電源Ⅰ'	要綱	提供期間	<p>工場の夏季休暇が重なる時期(2022年度は8/8~12)を発動対象、およびDRのH4o5の計算対象から外すご検討をお願い出来れば幸いです。この措置により、DRで電源Ⅰ'に参加可能な工場が増える事が期待できます。この期間はエリアの需要が下がる為、リスクに対するメリットが大きいと考えます。</p>	<p>お問い合わせの期間の需要は、7~9月平日(調整力提供期間)ピーク並みとなる場合もありうることから、これまで通り発動対象日とさせていただきます。</p> <p>また、ベースラインの設定方法については、ERABガイドラインにもとづき契約協議において個別協議させていただきます。</p>
北海道	48	電源Ⅰ'	要綱		<p>電源Ⅰ'発動時は、同時にTSOよりメール連絡を頂き、発動理由の情報提供を頂きたい。発動時は、確認のため、また需要家のご要望に応える為にもTSOへ電話連絡を行っています。メールによる一斉通知により、TSO・アグリゲーター双方の業務効率化に繋がると考えました。</p>	<p>電源Ⅰ'発動は、専用線オンラインまたは簡易指令システムにより行うこととしており、メールによる一斉通知等の対応は行っておりません。</p> <p>電源Ⅰ'は需給ひっ迫時の対応として発動する調整力であり、発動指令時における発動理由等の提供は致しかねますので、ご理解いただきますようお願いいたします。</p>
北海道	49	電源Ⅰ'	要綱		<p>電源Ⅰ'には石油火力が相当量参加しています。石油火力はコールドスタートでは3時間で起動できないため、前もって中給より連絡を受けて待機状態としておりと想定しています(提供期間の6カ月間、ずっとホットで待機していない)。DRにはそういった情報提供はなく不公平感があります。DRアグリゲーターにも発動を予告する連絡を頂くことは可能でしょうか。それが難しければDRの即応性をご評価頂き加点などご検討頂けませんでしょうか。</p>	<p>第12回ERAB検討会にて、「指令受信後に意図的に当日補正時間帯の需要を増加させ、調整力評価量を増加させる」ことが指摘されており、事前の予告はしないことと整理しております。なお、1時間未満の応動時間でご対応いただける場合は、加点評価がございます。</p>

北海道	50	BS	要綱	P5 はじめに(2)口	『12 落札案件の決定』とあるが、『8. 落札案件の決定』の誤記か。	誤記でございます。修正いたしました。
北海道	51	BS	要綱	P9 3. 表内ステップ⑥	「当社は、落札者と電源Ⅰ周波数調整力の提供～」とあるが、ブラックスタート機能の誤記か。	誤記でございます。修正いたしました。
北海道	52	BS	要綱	7. 入札価格	入札価格の設定が2025年度向けブラックスタート機能募集要綱と異なっているが、異なっている理由は何か。2025年度向けブラックスタート機能募集で必要であった最低保証額の設定などは必要ないのか。	2025年度向けブラックスタート機能募集における入札価格の設定は、容量市場からの対価を想定し策定しております。
北海道	53	BS	要綱	2	「第6章1.(1)cに記載の～」とあるが、誤記か。	誤記でございます。修正いたしました。
北海道	54	BS	要綱	様式5 発電設備の運転実績	「運転実績(2020年度実績および年度末)について記入してください」とあるが、どの項目について2020年度実績と年度末を記載するのか。「年度末」とは何か。何を書けばいいのかわかるように注釈を入れて欲しい。	修正いたしました。
北海道	55	BS	要綱	様式7	様式7が2つあり、最後のページは間違いではないか。	誤記でございます。修正いたしました。
北海道	56	BS	契約書	(1)表紙	「2021年度ブラックスタート機能契約書(ひな形)」とあるが、「2022年度～」の誤記か。	誤記でございます。修正いたしました。

エリア	番号	電源区分	要綱・契約書	該当箇所	意見	方向性・回答案
北海道	57	逆調アグリBG組成 取扱い		P4以降	<p>(原 案)部分買取となっている発電場所を電源Ⅰ' に供出する場合、当該発電場所を調整電源 BG として単独で BG を設定する必要があります(調整電源と非調整電源は別の BG として設定していただきます)。</p> <p>(提案)単独BG化を優先的に試みるものの、小売りから協力を得られない(21年度他管区で運用の際、小売りから拒否された)ことが確実に想定される。小売りから協力を得られない場合に限り、当該ポジ案件はアグリゲーションせず単独札として入札することとし、個別に貴TSOと事前事後にわたる協議で、他案、例えば弊社が21年度他管区で実運用中である方法：地点における供給力(非調整)も含め全量を単独BG化する原案ではなく、アグリゲーターが調整力の容量分だけ単独BG化し、発動時に優先順位を変更することで、供給力と切り分けて運用する方法、などを許容していただきたい。</p> <p>仮に原案を必須とすると、本日時点貴TSOエリアのみで少なくとも15MW程度(うち11MW程度は21年度上記弊社案にて実運用中)の需要家の参加が不可能となる。</p> <p>また、第16回ERAB検討会で弊社も本件、意見陳述させていただき、早稲田林先生等からも下記賛同は得られており、「資料3の逆潮流アグリ」の制度設計について、これまで参加してきた需要家が参加できなくなることや、制度設計に貢献してきた企業がメリットを享受できなくなるようなことがないように、関係者の意見を収集し、制度設計に反映すべきである。また、機器点計量は、今後の電力システムがあらゆるリソースを活用した総力戦となることを踏まえると、重要である。具体的には、今後は大規模な調整力だけではなく、小さな調整力を機器点計量等で活用していく必要がある。そのためには、消費者を含めて、日本全体で対応していく必要がある。」是非とも本件の対応をお願いしたい。</p> <p>https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/energy_resource/pdf/016_gijiyoshi.pdf</p> <p>さらに、小売りは属地の旧一般電気事業者が大多数を占めており、単独BG化の依頼を断ることで、実質、属地旧一小売りがポジワット需要家を囲い込むこととなる。(専業アグリゲーターのみならず他エリアの旧一般電気事業者が越境しポジワットリソースを獲得することも阻害される)結果として、需要家の選択肢は旧一般電気事業者の需給調整契約のみとなり健全な競争原理が働かなくなる。調整力公募において単独BG化を強いることは事実上旧一般電気事業者が自エリアのポジワットリソースを囲い込むことを意味しているため、先日某エリアで報道されたカルテルと同様の事態を招く恐れがあることを強く懸念。需要家が得られるべき利益を損なうばかりでなく、調整力の適切な調達に反する措置とも捉えることができよう。このような観点からも、至急見直されるべきである。</p>	<p>発電設備で参加いただく場合は、託送供給等約款に定めるとおり、原則として単独で調整電源BGを設定していただく必要があります。</p> <p>電源Ⅰ'において、単独BG化に関する小売電気事業者等との協議が整わず応札が困難となる場合には、募集期間中、早期に当社までご相談ください。balancingグループの設定方法について個別に協議させていただきます。</p> <p>なお、当社との協議が整わなかった場合(※)、落札者とならない可能性があります。</p> <p>※ 募集期間中にご相談の連絡が無い場合、募集期間中切間際の連絡となり協議時間が十分に確保できない場合を含みます。</p> <p>なお、逆潮流アグリゲーションにつきましては第11回ERAB検討会での整理に基づき、単独BG化が必須となります。</p> <p>【参考：第11回ERAB検討会】 https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/energy_resource/011.html</p>
北海道	58	逆調アグリBG組成 取扱い			<p>制度設計専門会合等において、逆潮流電源をアグリゲートして応札することが認められました。現在の需給状況を鑑みると、厳気象時には活用可能な発電設備は徹底活用するべきである事は明白です。以下の制約は、工場等の発電設備の活用について明らかな障壁となっている事から解決方法について提案致します。</p> <p>電源Ⅰ'に参加する電源は「調整電源」として一年間を通じて単独BGで運用することが求められます。単独BG化によりインバラを他の電源と組み合わせ合わせて吸収出来なくなるため、参入の障壁となっています。解決方法として、2点提案致しますのでご検討頂ければ幸いです。</p> <p>提案：</p> <p>①発動時のみ単独BGで運用</p> <ul style="list-style-type: none"> ・発電契約者が一つの電源で調整BGと非調整BGを運用し、発動時には託送優先順位を変更するなどして調整BGで増出力を受け止める。マイナスの実績が出た場合、下げ調整力と不足インバラを切り分けられない課題があるが、不足インバラと整理すれば対応が可能と考えている。(発電契約者は発動が無ければ不足インバラとなるため影響が小さい。) <p>②非調整電源として運用</p> <ul style="list-style-type: none"> ・非調整BGであっても個別の発電計画値は明らかのため、実績と計画値の差を算定することは可能。 	<p>発電設備で参加いただく場合は、託送供給等約款に定めるとおり、原則として単独で調整電源BGを設定していただく必要があります。</p> <p>電源Ⅰ'において、単独BG化に関する小売電気事業者等との協議が整わず応札が困難となる場合には、募集期間中、早期に当社までご相談ください。balancingグループの設定方法について個別に協議させていただきます。</p> <p>なお、当社との協議が整わなかった場合(※)、落札者とならない可能性があります。</p> <p>※ 募集期間中にご相談の連絡が無い場合、募集期間中切間際の連絡となり協議時間が十分に確保できない場合を含みます。</p> <p>なお、逆潮流アグリゲーションにつきましては第11回ERAB検討会での整理に基づき、単独BG化が必須となります。</p> <p>【参考：第11回ERAB検討会】 https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/energy_resource/011.html</p>
北海道	59	逆調アグリBG組成 取扱い			<p>アグリゲート可能な逆潮流電源の上限容量1,000kWを撤廃して頂くご検討をお願い出来れば幸いです。また、1,000kWで制限する理由を明らかにして頂きたいです。</p>	<p>第14回ERAB検討会にて、ご議論いただいた内容を反映しておりますので、原案どおりといたします。</p>
北海道	60	逆調アグリBG組成 取扱い			<p>冬(稀頻度リスク対応分)の夜間のみDRで参加することは可能でしょうか。(評価価格、減点のルールは理解しています。)</p>	<p>入札可能でございます。</p> <p>要綱第7章評価及び落札案件決定の方法に従い、評価いたします。</p>

エリア	番号	電源区分	要綱・契約書	該当箇所	意見	方向性・回答案
北海道	61	逆調アグリBG組成 取扱い			<p>冬（気頻度リスク対応分）の夜間のみ逆潮流で参加する場合、夜間のみを単独調整BGとすることで入札可能でしょうか。</p> <p>（前提）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・昼間は複数社へ売電、夜間はA社より買電 ・365日を通じて、夜間を調整BGとし、昼間を非調整BGとする。 ・夜間は調整BGで売電、昼間は非調整BGで売電 ・夜間はアグリゲーターへ売電することを想定。アグリゲーターへ昼間は売電しない。 ・ヘッドメーター計量での参加を想定 	<p>調整電源に該当する発電場所は、原則として1バランシンググループに属するものとする。</p> <p>としておりますので、年間通して調整電源BGと非調整電源BGが混在は不可となります。</p>