

調整力募集要綱（案）に対するご意見への回答【九州電力送配電株式会社】

【共通】

番号	ご意見・ご質問	当社回答
1	<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>
2	<p>応札後、落札案件確定までに辞退を申し出た場合と、落札後に参加辞退が必要になった場合、どちらも退出に伴うペナルティ等は発生しないでしょうか？</p>	<p>いずれも発生しませんが、辞退が予定される案件での応札は控えて下さいようお願いいたします。</p>
3	<p>同一の送配電事業者へ複数の入札書を提出する場合、入札書に捺印した印章の印鑑証明は原本1部とそれ以外はコピーを使用可能でしょうか？</p>	<p>原本はすべての入札に対し1部とし、その他案件にはコピーを添付いただくことで問題ありません。</p>

【電源Ⅰ】

番号	ご意見・ご質問	当社回答
4	<p>電源Ⅰ-aについては、容量の下限5000kwを1000kwと改訂し、より広範なリソースが参加可能な競争環境を確保していただきたい</p>	<p>同じ募集量に対し、一定レベルの最低容量を設けなければ、契約する事業者数が相当数増加し、指令に応じるための通信設備等の設備コストの増加、起動・解列指令等の当社中給における実務対応の増加を招くこととなるため、現状の設備実態等を踏まえて最低容量を設定しております。</p> <p>なお、需給調整市場において電源Ⅰ-a相当の機能が求められる二次調整力①の最低入札量も5,000kWとなっております。</p>

【電源Ⅰ'】

番号	ご意見・ご質問	当社回答
5	<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ることで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： ①発動時のみ単独BGで運用 ・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。） ②非調整電源として運用 ・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>	<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。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。</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、募集期間メ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>

【電源 I'】

番号	ご意見・ご質問	当社回答
6	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。	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、原案どおりいたします。
7	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ですと考えます。	旧盆期間の需要は、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から、これまで通り発動対象日とさせていただきます。 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。
8	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。	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いたしました。 当該説明資料をご確認ください。
9	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算などご検討頂けませんでしょうか。	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、加算評価がございます。
10	1,000kW未満のボジワット需要家をアグリゲーションする場合においても、複数の発電機の集約計量（受電点での計量）を希望する場合については、1,000kW以上の発電設備需要家同様に個別協議という理解でよろしいでしょうか？	入札内容を踏まえ判断させていただきます。
11	「提供期間を通じ、最低入札容量以上を供出できないことを確認できる資料を入札時に提出」とありますが、具体的にどういった資料を求められるのでしょうか？	当該地点のみで、提供期間を通じ最低入札容量以上を供出できないことを確認できる資料を提出願います。
12	ボジアグリ、ネガボジアグリの場合においても、供給電圧は高圧以上の需要家に限られるという理解でよろしいでしょうか？（低圧は参加対象外でしょうか？）	ご理解のとおりです。
13	「過去、契約電力未達時割り戻料金の対象となったことがある応募者には、契約電力を供出できることを証明する追加の資料提出」を求められることがあると記載されているが、具体的にどういった資料を求められるのでしょうか？	過去に未達となった原因が解消されていない等、契約電力分の調整力供出に疑義が残る場合には、応札不適合と判断する場合がありますので、応募にあたっては未達原因の解消が判る書類を提出していただきます。
14	「厳気象対応調整力の提供に必要な電気事業法および関連法令に定める届出等の手続き」とは、アグリゲーターライセンス制度導入に伴う経産省の認証のことと認識しているが、提供開始初期までに手続きが完了した旨を示すエビデンス提出などが必要でしょうか？	提供期間の開始までに、必要な手続きが完了した旨を示していただくことを予定しております。
15	越境入札について、昨年度は募集容量と、越境入札時に考慮される入札金額補正が定義されていましたが、本年度はEUE評価により越境可否が判断されるため、募集容量と入札金額補正の概念がなくなったという理解でよろしいでしょうか？	2022年度電源 I' 調整力公募においては、当社以外の一般送配電事業者の系統との連系線の制約および、隣接エリアからの容量単価補正はありません。
16	kWh単価の登録を需給調整市場システムより実施するという事ですが、電源 I' 調整力公募のみ参加する場合においても、需給調整市場システムのアカウントを取得し、登録のみ活用するという事でしょうか？	ご認識通りです。具体的な手続き方法等につきましては契約協議の際に案内する予定です。 なお、アカウント取得方法については、弊社2021年度調整力公募のホームページにて案内しております。
17	TSOより上げ指令にもかかわらず、下げ応動となっていた場合の評価につきまして、以下の理解であっておりますでしょうか？ 【kWの考え方】 拠点単位で未達コマ数进行评估。ある拠点で下げ応動が発生したとした場合、当該拠点の未達コマ数は1となるが、他の拠点への評価へは影響しない。 例：二つの需要家で構成する札があり、ある需要家は1MWの上げ指令に対し、指令通り1MWの上げ応動を行った。一方で、もう一つの需要家は1MWの下げ応動となってしまった。その場合の札としてのkW評価は、(1MW + (-1MW)) = 0MWとなるのか、(1MW + (0MW)) = 1MWとなるのかを確認したい目的です 【kWhの考え方】 札単位で供出kWhを合算評価。下げ応動が発生した場合はマイナス評価として合算され、札全体でトータルがマイナスとなった場合には、アグリゲーターからTSOへの精算が発生する。	未達判定、kWhの算定はいずれも札単位・30コマ単位で算定を行います。上げ指令にもかかわらず下げ応動となっていた場合、未達コマ1コマとし、下げ応動に応じた料金をTSOへお支払いいただけます。
18	実効性テストとの重複について、実効性テスト対象の電源と調整力公募対象の契約電源等が重複する場合に、同日中に実効性テストと電源 I' 発動指令が起こった際は、重複しない契約電源等のみが電源 I' 発動対象となる と記載されていますが、この「契約電源等」とは、アグリゲートする「拠点単位」で整理されるという理解でよろしいでしょうか？（例えば、10拠点の負荷設備を1札としてアグリゲートして公募に参加しているうち、4拠点が実効性テスト対象の拠点であった場合、実効性テストと電源 I' 発動指令が同日発生した場合は、電源 I' は6拠点分の契約容量にて発動対応する という意味でよろしいでしょうか？）	ご認識の通りです。

【電源 I'】

番号	ご意見・ご質問	当社回答
19	実効性テストとの重複について、上記解釈の場合、当該発動期間中に未達時割戻が発生した場合の「基本料金」は、10拠点分の契約容量に基づく基本料金ではなく、6拠点分の契約容量に基づく基本料金にて、6拠点分の未達コマ数が掛け算されて算定されるという事でしょうか？	10拠点分の契約容量に基づく基本料金の算定となります。
20	実効性テストとの重複について、上記解釈の場合、発動回数カウントはどのようになるのでしょうか？（上記の4拠点はこの1回については参加対象外ですが、札単位で見ただけの場合は発動1回分としてカウントされるのでしょうか？）	6 拠点のみの発動で、発動 1 回分としてカウントします。
21	実効性テスト発動時のkWh精算は、容量市場のルールに基づいて実施されるという理解でよろしいでしょうか？ 実効性テスト対象拠点：市場投入（相対取引または時間前市場への入札）によりkWh報酬を確保。 電源 I' 対象拠点：属地TSOよりのkWh報酬を受領。	ご認識の通りです。
22	ポジアグリまたは、同一拠点でネガとポジを合算でアグリゲートする場合について、1拠点当たりの契約容量が1,000kW未満であれば、制限なくアグリゲートしてもいいという事でしょうか？	ご認識の通りです。ただし、同一拠点でのネガポジの供出電力の合算が1000kW未満であることが必要です。
23	【別紙】逆潮流アグリゲーションおよび発電バランシンググループの設定方法に関する取り扱いについて 調整力公募に参加する発電設備は、単独でバランシンググループ（調整電源バランシンググループ）を設定することが入札条件という事ですが、「調整電源バランシンググループ」として設定するという事であれば、当該BG設定期間中は実績電力量＝発電計画電力量として扱われるという事でよろしいでしょうか？	電源 I' 発動時のみ「実績電力量＝発電計画電力量」として扱われます。当該BG設定期間中であっても、電源 I' 発動時以外はインバランスの対象となります。
24	発電設備を入札する場合においては、アグリゲーター自身が調整電源バランシンググループを設定し、年間通じて発電計画値の作成・提出が必要なのでしょうか？	必ずしもアグリゲータ自身が調整電源BGを設定していただく必要はありません。既存の発電契約者等と調整いただき、調整電源バランシンググループを設定願います。調整電源バランシンググループを設定した発電契約者にて発電計画値の作成・提出を行っていただきます。
25	「平日時間（P10）」定義内の除外日として個別に12月30日～1月3日と記載があり、「電源 I' 厳気象対応調整発動可能回数（P17）」の定義内には、「平日時間においては、当社の指令に応じた発電等出力増を実施していただきます。」との記載がある。 一方で、「電源 I' 厳気象対応調整力提供期間および提供時間（P13）」においては、12月29日～1月3日が除外されることとなっている。 こちらについて、12月29日の取扱いを明確にいただきたい。	12月29日～1月3日が除外日となります。 平日時間（P10）の定義が誤っているため、修正します。 申し訳ございません。
26	容量市場における発動指令電源と、電源 I' 厳気象対応調整力契約の電源に含まれる需要家のリストが一部一致している場合 →同時指令もしくは実効性テスト指令の後に電源 I' 厳気象対応調整力の指令が行われる可能性があるとのことだが、その場合は、札全体に対して年間発動の 1 2 回のうちの 1 回としてカウントされるという認識で良いか。	ご認識の通りです。
27	実効性テストと重複した場合の具体的な指令値について、「契約電力から、発動指令電源と重複した契約電源等の供出電力を控除した値（＝実効性テスト控除指令量）」とあるが、入札様式 3 に記載の供出電力をもとに、 「契約電力－実効性テストに参加する需要家の供出電力合計 ＝ 実効性テスト控除指令量」 を算出するという理解で良いか。	8月4日にHPでお知らせしましたとおり、募集要綱（案）に誤りがありました。申し訳ございません。 具体的な指令値は「契約電力を各契約電源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電源等の供出電力の合計値で乗じた値※」を標準と致します。 このとき、ご認識のとおり、入札様式 3 に記載の供出電力をもとに、「契約電力÷全需要家の供出電力合計×実効性テストに参加しない需要家の供出電力合計」で算出致します。 なお、※を標準的な算定方法としますが、具体的な数値は契約協議時に個別に協議・確認させていただきます。

【電源 I '】

番号	ご意見・ご質問	当社回答
28	<p>(原案)九州電力送配電株式会社(以下、当社)は、一般送配電事業者としての役割を果たすために、主に10年に1回程度の厳気象(猛暑および厳寒)時等の稀頻度な需給ひっ迫時等(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。)に需給バランス調整を実施するための調整力を確保するため、厳気象対応調整力(=電源 I ')を入札により募集します。</p> <p>(提案) 以下の事象発生時に… 1. 電力使用率??%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</p> <p>【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。</p>	<p>募集要綱に「主に10年に1回程度の厳気象時等(以下、省略)」との記載がありますが、これはあくまでも、そのような需給ひっ迫時にも対応できる調整力を確保するものであるため、募集要綱については、原案通りとさせていただきます。</p> <p>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。</p> <p>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)」にて継続検討中のため、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。</p>
29	<p>(原案)複数の需要家または発電設備または両方をまとめて1入札単位とするときは、当該複数の需要家がすべて一致するようにしていただきます。また、供出電力(kW)の明確な区分が困難であることから、複数入札は原則として認められません。</p> <p>(提案)また、供出電力(kW)の明確な区分が出来ることを前提に、複数入札を認めることとする。</p> <p>【理由】他の調整力公募への入札にあたり、電源のみが複数入札できることになり、電源とDR間で非対称性が発生するため。</p> <p>【質問】電源について、エリアを跨いだ供出電力の明確な区分が可能と判断されたらと推察するが、なぜ複数入札が認められるのか、具体的にご教示いただきたい。</p>	<p>募集要綱記載のとおり、負荷設備の場合、供出される電力を明確に区分することは困難と考えておりますので、例えば10地点確保された場合、5地点ずつに分割するなど、札を分けて応札いただく等の対応をお願いいたします。</p> <p>なお、上記理由により、原則的には複数入札は認めておりませんが、明確な区分が可能であることを提示いただき、当社としてもその内容が妥当であると判断した場合は、お認めすることも考えられます。</p> <p>また、電源については、「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方」にてユニットを特定したうえで容量単位による応札を受け付けるとされており、区分可能と考えております。</p>
30	<p>(原案)発電バランシンググループ(発電BG)対象発電機(発電所)毎に単独の発電バランシンググループを設定する必要がある。</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、該当地点を包括的な非調整BGから切り離すことによるインバリスクなどの理由から、小売りからは拒否された)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100MW程度(うち95MW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(小売りが単独BG化に応じない、21年度時回答)。</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、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。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。</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>
31	<p>(原案)第5章 募集概要 上限価格の設定 (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>上限価格付近の入札が増加し、適正価格での入札が阻害されるおそれがあることから、公表は差し控えることとさせていただきます。</p>

【電源 I'】

番号	ご意見・ご質問	当社回答
32	<p>(原 案) 募集概要 運用要件 電源 I' 厳気象対応 調整発動可能回数 なお、当社からの指令および要請は、連日の発動となる場合があります。また、別途協議のうえ、1日に複数回の指令を行う場合があります。</p> <p>(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ませんか？ また発動理由も明示していただけませんか？</p> <p>【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>連日の発動については電源 I' 公募への参加に必要な要件の一つ、1日複数回の発動については、任意でのご協力と整理していますので、いずれも非価格要素点は加算いたしません。</p> <p>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。</p> <p>当該説明資料をご確認ください。</p>
33	<p>(原 案)(ステップ3) ただし、加点項目は、当社が属地 TSOとならない場合、連系線の設定変更等が必要となり、結果として指令から調整までが 1 時間未満とならないことから加点評価いたしません。</p> <p>(提案)当社が属地 TSOとならない場合でも、非価格要素評価点の対象とするようご検討いただきたい。</p> <p>【理由】 広域調達を活発とならず、将来の容量市場における発動指令電源との整合性も低くなってしまいます。</p>	<p>「指令から調整までが 1 時間未満」については、需給運用の柔軟性の観点から加点するものです。一方、他エリアの電源等は、連系線の設定変更等のため、これを満たせないことから、加点評価を行わないのもので、ご理解いただきますよう、お願い致します。</p>
34	<p>(原案) (3) 従量料金 また、当社からの上げ指令にも関わらず、下げ応動（発電等出力減）となっている場合、当該時間帯の属地 TSOのインバランス単価を用い、（下げ応動量×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。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>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。</p> <p>よって、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>
35	<p>(原案) (11) ペナルティ 契約電力未達時割戻料金</p> <p>□ 停止割戻料金の算定式</p> <p>(提案) 容量市場と整合性を取るべく係数を1.5から1.1としていただきたい。</p>	<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。</p>
36	<p>(原案) 第 8 章 契約条件 (11)ペナルティ ・契約電力未達時割戻料金 ……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>	<p>認識のとおりです。</p>
37	<p>【お願い】 契約書関連の書類はできるだけ一元化・簡素化を図っていただきたい。</p> <p>例：kW・kWh・運用申告書等の書面を複数の契約書を分けずに一つにまとめる、複数存在する需要家リストを一元化する、等</p> <p>【理由】 関係者全ての業務効率化のため</p>	<p>kW契約書とkWh契約書の統一化、案件をまとめたkW/kWh契約書の締結、契約書における需要家リストの一元化は実現しております。</p> <p>その他の一元化については契約時に協議させていただきます。</p>
38	<p>(原案) (ペナルティ料金) 第 1 8 条 ペナルティ料金は、契約電源等ごとに、第 1 6 条で定める契約電力未達時割戻料金および第 1 7 条で定める停止割戻料金を料金算定期間にわたり合計した金額とする。</p> <p>(提案) 停止割戻申請を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。</p> <p>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。</p> <p>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>