

平成26年度
電力卸供給入札募集要綱（案）

平成26年 6月 9日
地域とともに未来をひらく



目 次

1. 入札実施のスケジュール.....	1
2. 供給開始時期・募集規模・募集する電源タイプ.....	3
3. 契約最大電力・夏季出力・年間契約基準利用率・年間契約基準電力量・停止計画....	5
4. 応札にあたり満たすべき条件.....	11
5. 入札価格の算定方法.....	21
6. 応募方法.....	31
7. 評価の方法および落札者の決定.....	37
8. 系統アクセス.....	63
9. 契約条件.....	71
10. 発電余力の活用.....	101
11. その他.....	105
(別紙1) 振替供給に必要な料金および振替損失率.....	109
(別紙2) 系統アクセスに関する手続き等の流れ.....	110
(別紙3) 評価時における電源線等工事費（特定負担分） および電源線等以外工事費（一般負担分）の調整.....	112
(別紙4) アグリゲーションによる場合の算定方法.....	113
(別紙5) 周波数調整機能に関する具体的要件.....	114
(別紙6) 標準的な運転パターン.....	115

要 綱

1. 入札実施のスケジュール

- 平成26年度の火力電源入札に関するスケジュールは以下のとおりです。

平成26年 3月27日(木) 入札募集要綱(案)に関する
事前説明会の開催日を公表

平成26年 4月10日(木) 入札募集要綱(案)に関する事前説明会を開催

平成26年 4月10日(木) 入札募集要綱(案)に対する提案募集期間
～ 5月 9日(金) (RFC: Request for Comments)

平成26年 6月上旬以降 提案内容についての回答を公表

平成26年 6月上旬以降 火力電源入札ワーキンググループ
(火力電源入札WG)の開催

平成26年 7月中旬 入札説明会を開催

平成26年 7月中旬 入札募集期間
～ 10月下旬

平成26年 11月下旬 落札候補者の決定
評価報告書(案)を火力電源入札WGへ提出

平成26年 12月下旬 落札者の決定

平成27年 3月下旬 契約締結

※落札者は、電気事業法第22条第7項および同法施行規則第32条にもとづき、契約締結後1ヶ月以内に供給条件を経済産業大臣に届け出る必要があります。

備 考

- 落札候補者を決定した後、評価報告書（案）を火力電源入札WGに提出し、火力電源入札WGで入札募集要綱にもとづいて評価が行われていないと認められた場合、再評価を実施します。
- 入札実施のスケジュールは、変更する場合があります。その場合は、当社ホームページ上の以下のアドレスに掲載して速やかにお知らせします。
(当社の火力電源入札に関する特設ページ)
<http://www.tohoku-epco.co.jp/jiyuka/nyusatu.htm>

要 綱

2. 供給開始時期・募集規模・募集する電源タイプ

(1) 供給開始時期

募集電源 1	:	平成 3 2 年 6 月から平成 3 4 年 6 月までに供給開始するものといたします。
募集電源 2	:	平成 3 5 年 6 月から平成 3 6 年 6 月までに供給開始するものといたします。

- ・ 募集電源 1 および募集電源 2 のそれぞれの期間中において、供給開始時期は応札者が設定できるものといたします。

(2) 募集規模

募集電源 1	:	合計 6 0 万キロワットといたします。
募集電源 2	:	合計 6 0 万キロワットといたします。

- ・ 募集規模は、夏季出力の値といたします。

(3) 募集する電源タイプ

募集電源 1	:	利用率 7 0 ～ 8 0 % といたします。
募集電源 2	:	利用率 4 0 ～ 5 0 % といたします。

備 考

- 応札いただく発電設備については、新設、既設の別を問いませんが、契約供給期間を通じて安定的に運転できる設備であることを条件とし、既設で既存の契約等がある場合、落札後に当社と締結する受給契約に支障を来たさないこととします。また、必ずしも単一の設備であることを要せず、複数の電源を集約して一体的に供給を行うこと（以下「アグリゲーション」といいます）も可能とします。この場合、複数の電源を一体的に取り扱うこととします。
- 契約供給期間については、『4. 応札にあたり満たすべき条件（2）契約供給期間』を参照してください。
- 同一発電場所において、運転開始時期が異なる発電設備を複数新設する場合、複数の発電設備で一体的に応札・契約することは可能です。ただし、全ての発電設備が営業運転開始となる時点をもって供給開始として、契約供給期間の入札価格等を設定してください。なお、全ての発電設備が営業運転開始となるまでの間については、入札による契約とは別契約として協議するものとします。
- 同一発電場所において、複数あるいは同一の発電設備から規模に応じて複数の入札価格を設定して入札することは可能ですが、当社への供給が同時に成立しえない場合は、無効とします。
- 夏季出力については、『3. 契約最大電力・夏季出力・年間契約基準利用率・年間契約基準電力量・停止計画（2）夏季出力』を参照してください。
- 募集電源1および募集電源2の利用率の設定については、『3. 契約最大電力・夏季出力・年間契約基準利用率・年間契約基準電力量・停止計画（3）年間契約基準利用率』を参照してください。

要 綱

3. 契約最大電力・夏季出力・年間契約基準利用率・年間契約基準電力量・停止計画

(1) 契約最大電力

契約最大電力は、発電設備の定期検査・補修等を除き、契約供給期間を通じて常時供給可能な最大電力といたします。

- ・ 契約最大電力は、1時間の平均電力をいい、具体的には以下により算定したものといたします。
 - a. 発生電力の全量を当社へ卸供給する場合
 - ・ 契約最大電力は、発電端出力から発電に必要な所内電力（以下「運転中所内電力」といいます）を差し引いた電力といたします。
 - ・ 契約最大電力 = 発電端出力 - 運転中所内電力
 - b. 自家消費および当社への卸供給以外の卸売供給がある場合
 - ・ 契約最大電力は、発電端出力から運転中所内電力と自家消費電力および当社への卸供給以外の卸売供給電力を差し引いた電力といたします。
 - ・ 契約最大電力 = 発電端出力 - 運転中所内電力 - 自家消費電力
- 当社への卸供給以外の卸売供給電力
- ・ 契約最大電力は1,000キロワット以上、1キロワット単位といたします。ただし、一般電気事業者間の連系線等（以下「連系線等」といいます）を利用する場合、発電設備を連系する一般電気事業者ならびに送電経路上の一般電気事業者（以下「関連一般電気事業者」といいます）の託送供給約款ならびに一般社団法人電力系統利用協議会（以下「ESCJ」といいます）が策定した電力系統利用協議会ルール（以下「ESCJルール」といいます）を考慮して契約最大電力を設定していただきます。

備 考

- ・ 契約最大電力は、契約供給期間中、変更することはできません。
- ・ 契約供給期間については、『4. 応札にあたり満たすべき条件（2）契約供給期間』を参照してください。
- ・ ガスタービン（コンバインドサイクルを含む）については、原則として外気温度が摂氏マイナス1℃の条件で供給可能な電力を契約最大電力とします。ただし、外気温度摂氏マイナス1℃から発電所所在地の8月の平均気温までの範囲で摂氏マイナス1℃の条件での供給可能な最大電力を上回る電力を供給できる場合には、その最大電力を契約最大電力とします。
- ・ 発電所所在地の8月の平均気温とは、国立天文台が編纂する「理科年表」に記載されている発電所が所在する都道府県の都道府県庁所在地の1981年～2010年までの8月の日最高気温の平均値（小数点以下を四捨五入した整数とします）とし、発電所所在地が当社管内の場合は以下の気温とします。

青森県内・・・28℃	岩手県内・・・28℃
秋田県内・・・29℃	宮城県内・・・28℃
山形県内・・・30℃	福島県内・・・30℃
新潟県内・・・31℃	

※発電所所在地が当社管内以外の場合は国立天文台が編纂する「理科年表」を参照してください（小数点以下を四捨五入した整数とします）。

- ・ 所内電力とは、発電所において、発電のために必要となる補機等の所要電力のことをいい、そのうち発電機運転中の所内電力を運転中所内電力といいます。
- ・ 自家消費電力とは、発電端出力から運転中所内電力を除いた電力のうち、たとえば自社の工場での生産のために使用する等、発電所（需要場所）構内で消費される電力をいいます。
- ・ 当社への卸供給以外の卸売供給電力とは、当社へ卸供給する契約最大電力を除き、応札者が特定規模電気事業者（以下「新電力」といいます）や一般社団法人日本卸電力取引所（以下「JEPX」といいます）等へ卸売供給する電力をいいます。
- ・ 当社への卸供給以外の卸売供給電力の供給先は、応札者が自由に選択することができます。
- ・ 当社以外の一般電気事業者の系統に連系する場合は、連系の可否について当該一般電気事業者へご確認ください。
- ・ ESCJルールは、ESCJホームページ上に掲載されていますので以下のアドレスから参照してください。

（ESCJホームページについて）

<http://www.escj.or.jp/>

要 綱

(2) 夏季出力

夏季出力は、以下のとおりといたします。

a. 当社の系統に連系する場合

- ・『(1) 契約最大電力』の算定式のうち、該当する算定式にもとづき、発電所所在地の8月の平均気温で算定した出力値

当社の系統に連系する場合の夏季出力

＝発電所所在地の8月の平均気温で算定した送電端電力

b. 当社以外の一般電気事業者の系統に連系する場合

- ・『(1) 契約最大電力』の算定式のうち、該当する算定式にもとづき、発電所所在地の8月の平均気温で算定した出力に、振替供給に伴う送電損失率（以下「振替損失率」といいます）を考慮した出力値

当社以外の一般電気事業者の系統に連系する場合の夏季出力

＝発電所所在地の8月の平均気温で算定した送電端電力

× (1 - 振替損失率)

(3) 年間契約基準利用率

年間契約基準利用率は、募集電源1の場合は70～80%の間、募集電源2の場合は40～50%の間で選択していただきます。

なお、年間契約基準利用率の選択は1%単位で設定していただきます。

- ・年間契約基準利用率は、運転パターンおよび定期検査等による計画停止を考慮したうえで、応札者から当社へ供給可能な年間電力量（以下「年間供給可能電力量」といいます）の契約供給期間内における年間平均値にもとづいて慎重に選択していただきます。また、ガスタービンの場合は、定期検査等による計画停止に加え、外気温の影響による発電電力の減少も考慮していただきます。

備 考

- ・ 発電所所在地の8月の平均気温で算定した送電端電力とは、発電所所在地の8月の平均気温における発電端出力から運転中所内電力を差し引いたものをいいます。なお、自家消費および当社への卸供給以外の卸売供給がある場合は、以下の式により算定したものとします。

$$\begin{aligned} & \text{発電所所在地の8月の平均気温で算定した送電端電力} \\ & = \text{発電所所在地の8月の平均気温における発電端出力} \\ & \quad - \text{運転中所内電力} - \text{自家消費電力} - \text{当社への卸供給以外の卸売供給電力} \end{aligned}$$

- ・ 振替損失率は、『(別紙1) 振替供給に必要な料金および振替損失率』によるものとします。

- ・ 年間契約基準利用率を決定するうえで考慮する運転パターンは、『(別紙6) 標準的な運転パターン』を参考にしてください。
- ・ この場合、需給状況等を踏まえた運転パターンを原則とします。
- ・ 計画停止とは、定期事業者検査または定期検査（以下「定検」といいます）およびクリンカ落とし等、定期的に必要となる設備都合による作業停止または出力抑制をいいます。
- ・ 契約供給期間については、『4. 応札にあたり満たすべき条件（2）契約供給期間』を参照してください。
- ・ 落札者は、契約供給期間中において毎年度、翌年度以降4年間の計画停止に関する計画（以下「停止計画」といいます）を策定のうえ、当社の指定する期日までに当社に提出し、当該停止計画のうち翌年度の計画は当社の承認を得るものとし、翌々年度以降の計画は必要に応じて当社と協議するものとします。

要 綱

(4) 年間契約基準電力量

年間契約基準電力量は、『(3) 年間契約基準利用率』により応札者が選択した年間契約基準利用率にもとづく年間計画電力量といたします。

$$\begin{aligned} \text{年間契約基準電力量} &= \text{契約最大電力} \times 8,760 \text{時間}^{\ast} \\ &\quad \times \text{応札時に応札者が選択した年間契約基準利用率} \end{aligned}$$

※8,760時間 = 24時間 × 365日

(5) 停止計画

停止計画の策定にあたっては、以下の事項を遵守していただくものといたします。

- ・ 停止時期は、原則として夏季および冬季を除く時期に設定すること。
- ・ 定検を実施する時期は、前回の定検の実施日から法令で定める期間を考慮して設定すること。
- ・ 定検を除いて設備都合上、停止または出力抑制が必要な場合は、原則として夏季および冬季については平日を除く日に設定すること。
- ・ 停止および出力抑制の期間は、できる限り短縮に努めること。
- ・ 特定期間における年間供給可能電力量の平均値が年間契約基準電力量を下回らないこと。

備 考

- 夏季とは7月1日から9月末日までとし、冬季とは12月1日から2月末日までとします。
- 事前の協議により、当社が認めた場合には、夏季または冬季の平日に計画停止日を設定することも可能とします。
- 「平日」とは以下の日を除いた日とします。
土曜日、日曜日、「国民の祝日に関する法律」に規定する休日
- 特定期間は、定期事業者検査の周期と同一とすることを原則とし、契約供給期間が15年の場合は、以下の期間とします。
第1期間：第1年度から第4年度までの4年間
第2期間：第5年度から第8年度までの4年間
第3期間：第9年度から第12年度までの4年間
第4期間：第13年度から第15年度までの3年間
- ただし、落札者の希望により、発電設備の点検期間等に応じて特定期間を増やすことも可能としますが、特定期間は2年間以上としてください。

要 綱

4. 応札にあたり満たすべき条件

・ 応札にあたっては、以下の条件を満たしていただきます。

(1) 上限価格

入札価格をもとに算定した判定価格が上限価格以下となることを条件といたします。

なお、当社は自社応札を予定しているため、当社の自社応札価格を上限価格とし、上限価格の公表はいたしません。

(2) 契約供給期間

契約供給期間は、原則として15年といたします。

15年未満あるいは15年を超える契約供給期間も可能といたしますが、10～20年の範囲で選択していただきます。

なお、契約供給期間の選択は、1年単位で設定していただきます。

備 考

- 入札価格については、『5. 入札価格の算定方法』を参照してください。
- 判定価格および評価方法については、『7. 評価の方法および落札者の決定』を参照してください。

要 綱

(3) 技術的信頼性

応札者が発電実績を有すること，または発電実績を有する者の技術的支援を受けること等により，電力供給を継続的に行ううえでの技術的信頼性が確保されていることといたします。

(4) 利用率変動許容性

年間利用率が年間通告利用率から±10%まで調整可能であることといたします。

- ・年間通告利用率は，年間通告電力量にもとづく年間利用率といたします。
- ・10%とは，契約最大電力に8,760時間に乗じて得た電力量の10%とし，年間通告利用率が80%の場合，年間利用率が70～90%まで調整可能であるものといたします。

(5) 遵守すべき基準

設置される発電設備は，電気事業法，計量法および環境関係諸法令（大気汚染防止法，環境影響評価法等）等の発電事業に関連する諸法令（政令，省令，技術基準，通達等を含む）を遵守していただきます。

- ・発電設備および受電設備の技術要件については，「電気設備に関する技術基準を定める省令」，「電気設備の技術基準の解釈」，「発電用火力設備に関する技術基準を定める省令」，「発電用火力設備の技術基準の解釈」ならびに「電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン」に従っていただきます。
- ・新たに設置される設備の場合，環境影響評価で適用可能な最善の技術（BAT:Best Available Technology）の適用が条件となっていることから，条件を満たす設備を導入していただきます。

備 考

- 応札者の技術的信頼性の確保については『(様式2 1) 火力発電設備の運転実績』により確認します。

- 年間通告電力量については、『9. 契約条件 (1) 通告運用』を参照してください。
- 当社は原則として年間供給可能電力量を上限に年間通告電力量を設定しますが、実運用段階で定検の早期終了等があった場合、落札者からの申し出に応じて電力を購入する可能性もあること、需給動向によっては年間通告利用率を下回って通告する可能性があること等から、通告変更の許容範囲は±10%とします。
- なお、利用率変動許容性を±15%まで許容される場合は、評価時に非価格要素として加点対象とします。非価格要素については、『7. 評価の方法および落札者の決定 (2) 募集電源1の場合の順位の決定, (3) 募集電源2の場合の順位の決定』を参照してください。

- 系統連系のための技術要件の詳細につきましては、当社の「系統連系技術要件(特別高圧版, 高圧版)【託送供給約款別冊】」, 「系統アクセス検討基準[特別高圧]」, 「高圧系統業務指針[高圧]」を参照してください。当社ホームページ上の以下のアドレスに掲載しています。
(約款・要綱)
<http://www.tohoku-epco.co.jp/jiyuka/setsuzoku/8-1.htm>
(送配電系統利用に関するルール)
<http://www.tohoku-epco.co.jp/jiyuka/rule.htm>
- 当社以外の一般電気事業者の系統に連系する場合は、連系する一般電気事業者の託送供給約款等に従ってください。
- 現状の適用可能な最善の技術 (B A T:Best Available Technology) については、B A Tの参考表として経済産業省ホームページ上の以下のアドレスに掲載されていますので参照してください。
http://www.meti.go.jp/policy/safety_security/industrial_safety/sangyo/electric/files/bat_sankouhyou/bat_20140501.pdf

要 綱

- ・耐震設計については、「J E A C 3 6 0 5 火力発電所の耐震設計規程(2009)」および「J E A G 5 0 0 3 変電所等における電気設備の耐震設計指針(2010)」に準拠していただきます。
- ・津波対策については、以下によるものといたします。
 - 「総合資源エネルギー調査会原子力安全・保安部会電力安全小委員会電気設備地震対策ワーキンググループ報告書(平成24年3月)」において示された「電気設備の津波への対応の基本的な考え方」および「電気設備の津波対策」に示される内容にもとづくこと。
 - 上記の内容にもとづき、頻度の高い津波に対しては「設備の防御(重大な損傷を受けないこと)」、最大クラスの津波に対しては「設備の減災(早期復旧:12ヶ月)」を基本とすること。なお、最大クラスの津波に対して、復旧に長期間を要する電気・制御設備は浸水のない設計とすること。
 - 対策検討に用いる頻度の高い津波および最大クラスの津波については、国・自治体等の公的機関(たとえば、中央防災会議、地震調査研究推進本部等)が公表している情報を踏まえ、立地点における影響が最も大きいものを設定すること。

備 考

- 想定する地震と対策については以下のとおりとします。

地震の種類	対策	
	LNG タンク, 油タンク	発電所建屋・煙突, タービン,ボイラー及び付属設備, 変電設備,送電設備,配電設備等
一般的な地震動※1	設備の防御 (重大な損傷を受けないこと)	同左
高レベルの地震動※2	人命に重大な影響を 与えないこと	設備の減災 (早期復旧：12ヶ月)

※1：設備の供用期間中に数回発生する一般的な地震動

※2：発生確率は低いですが直下型地震または海溝型巨大地震に起因する更に高レベルな地震動

- 想定する津波と対策については以下のとおりとします。

津波の種類	対策
頻度の高い津波※1	設備の防御（重大な損傷を受けないこと）
最大クラスの津波※2	設備の減災（早期復旧：12ヶ月）

※1：自治体が地域防災計画で想定しているハザードマップ等で示す津波高さ

※2：立地点における影響が最も大きい津波高さ

- 「総合資源エネルギー調査会原子力安全・保安部会電力安全小委員会電気設備地震対策ワーキンググループ報告書（平成24年3月）」については、経済産業省ホームページ上の以下のアドレスに掲載されていますので参照してください。

（総合資源エネルギー調査会原子力安全・保安部会電力安全小委員会電気設備地震対策ワーキンググループ報告書（平成24年3月））

http://www.meti.go.jp/policy/safety_security/industrial_safety/shingikai/120/8/120_8_index.html

要 綱

(6) 系統アクセス

応札者の発電設備を系統に連系する場合（増出力等で連系内容を変更する場合を含む）、流通設備の新たな施設または変更に関する検討等（以下「受電側接続検討」といいます）に関する申込みをしていただく必要があります。

応札にあたっては、受電側接続検討回答受領後、系統連系に関する申込みをしていただく必要があります。

a. 当社の系統に連系する場合

- ・ 系統アクセス設備の建設に必要な工期が確保できることといたします。
- ・ 原則として系統アクセス設備は当社が建設することといたします。

b. 当社以外の一般電気事業者の系統に連系する場合

- ・ 系統アクセス設備の建設に必要な工期が確保できることといたします。
- ・ 系統アクセス設備の建設は当該一般電気事業者の送配電部門との協議となります。
- ・ 当該一般電気事業者の送配電部門に受電側接続検討申込み等の手続きをしていただきますが、それに先立ち、入札関係対応窓口へご連絡をお願いいたします。手続きの流れ等についてご説明いたします。

備 考

- 受電側接続検討は系統安定化のために応札者側で必要な対策の検討も含まれます。
- 当社系統情報については、当社ホームページ上の以下のアドレスに掲載しています。不明な点については、本入札募集要綱の裏表紙に掲載してある系統図閲覧対応窓口へお問い合わせください。

(系統情報の公開について)

<http://www.tohoku-epco.co.jp/jiyuka/karyoku.htm>

- 具体的な手続きについては、『8. 系統アクセス』ならびに『(別紙2) 系統アクセスに関する手続き等の流れ』を参照してください。
- 系統アクセス設備を応札者が自ら建設する場合でも、分岐鉄塔の改造や通信設備に関する工事等、当社側の工事は必要となりますので、この工期が確保されることが必要となります。

- 当社以外の一般電気事業者の系統に連系する場合、ESCJルールにもとづき、当社は落札者決定後、関連一般電気事業者に対して、振替供給の受電側接続検討申込、振替供給申込等、連系線等の利用に関する手続きを行います。
- 上記の連系線等の利用に関する手続きのなかで行われる送電可否判定の結果、送電可能であった場合、当社は各関連一般電気事業者の託送供給約款にもとづき振替供給契約を締結します。
ただし、送電不可であった場合、落札は取消しとします。また、この場合、応札者が発電設備を連系しようとした当該一般電気事業者に支払った受電側接続検討に係る費用については応札者の負担となりますのであらかじめご了承ください。
- 入札関係対応窓口については、本入札募集要綱の裏表紙に掲載しています。

要 綱

(7) 契約最大電力

契約最大電力は1,000キロワット以上で設定していただきます。

- ・ 当社管内に発電設備を設置する場合は、1,000キロワット以上、1キロワット単位で契約最大電力を設定していただきます。
- ・ 連系線等を利用する場合、関連一般電気事業者の託送供給約款ならびにE S C Jルールを考慮して契約最大電力を設定していただきます。

備 考

- E S C Jルールは, E S C Jホームページ上に掲載されていますので以下のアドレスから参照してください。
(E S C Jホームページについて)
<http://www.escj.or.jp/>

要 綱

5. 入札価格の算定方法

入札価格は、契約供給期間で均等化した単価を算定していただきます。

- ・ 入札価格の算定にあたっては、『(様式8) 入札価格計算書』を以下の順に従って作成していただきます。具体的算定方法等については、『(補足説明資料1) 入札価格計算書作成用計算シート』および『(補足説明資料2) 入札価格計算書記載例』に記載しております。

なお、事業税相当額については課税標準が所得課税か収入課税かにより取扱いが異なりますので、課税標準を選択のうえ算定していただきます。

当社は応札者の事業税相当額の取扱いを『(様式10) 事業税相当額の課税標準』により確認いたします。

※低廉な電気料金を実現するため、当社は電力需給状況等に応じて電源を効率的に運用する必要があり、入札対象電源についても、電源の経済性等を考慮した運用を行うことから、入札価格の算定にあたっては、固定費（資本費、運転維持費）と可変費（燃料本体費、燃料関係諸経費）の配分は可能な限り実際のコストにもとづくよう算定していただきます。

(1) 各年度の費用の算定

a. 資本費、運転維持費の扱い

- ・ 資本費、運転維持費は、年度ごとに算定していただきます。

b. 燃料本体費、燃料関係諸経費の扱い

- ・ 燃料本体費（貿易統計における石炭（一般炭）、原油（原油・粗油）、液化天然ガスのC I F 価格に連動する費用）、燃料関係諸経費（貿易統計における石炭（一般炭）、原油（原油・粗油）、液化天然ガスのC I F 価格に連動しない費用）は、年間契約基準電力量にもとづき、契約供給期間、毎年度同額としていただきます。

備 考

- ・ 消費税等相当額は、外税方式によりお支払いしますので、入札価格に算入しないでください。
- ・ 事業税相当額の取扱いについては、以下の①、②のいずれかとしてください。
 - ① 所得課税の場合は、入札価格の中に事業税相当額を含めて算定してください。
 - ② 収入課税の場合は、供給開始後の料金支払い時に事業税相当額を加算しますので、入札価格には算入しないでください。

※応札時に選択した事業税相当額の取扱いは、応札以降、変更ができませんので、あらかじめ税務当局へ確認する等、慎重な対応をお願いします。

- ・ 実際の供給開始月が4月でない場合も、初年度の金額は年度値（4月から翌年3月）として算定してください。
- ・ 「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法」におけるバイオマスエネルギー源とした再生可能エネルギー発電設備としての認定を受ける場合は、別途同法における特定契約を締結するとともに、当社への卸供給（入札分）に係る必要な事項について協議のうえ、定めるものとします。

要 綱

c. 電源線等工事費，電源線等以外工事費の扱い

- ・ 新增設等で新たに系統連系をする場合、『8. 系統アクセス』により事前に行っていたく受電側接続検討により回答された系統アクセス工事費のうち、電源線等工事費（電源線等の敷設費用等、応札者の特定負担分）については、資本費として入札価格に含めて算定し、再掲していただきます。
- ・ 『8.系統アクセス』により事前に行っていたく受電側接続検討により回答された系統アクセス費用のうち、電源線等以外工事費（系統線増強費用等、一般負担分）については、入札価格に含める必要はありません（『7. 評価の方法および落札者の決定』に記載のとおり、評価過程において、当社が別途加算いたします）。

d. 二酸化炭素排出係数の扱い

- ・ 入札電源の二酸化炭素排出係数については、当社が指定する基準排出係数に調整していただきます。実際の二酸化炭素排出係数（以下「調整前排出係数」といいます）との間で差異がある場合の調整方法は、以下のとおりといたします。

① 入札電源の二酸化炭素排出係数が基準排出係数を上回る場合

- ・ 応札者は、以下の（イ）または（ロ）から選択していただきます。
- ・ 当社は応札者の二酸化炭素排出係数調整方法を『（様式7）二酸化炭素排出係数の調整方法』により確認いたします。

（イ）当社が二酸化炭素排出係数の調整を実施

入札価格 (入札書に記載する単価) (円/kWh)	=	発電単価	+	電源線等工事費単価 (特定負担分)
---------------------------------	---	------	---	----------------------

- ・ 当社が最終的な二酸化炭素排出係数の調整を一体的に行うことといたしますので、応札者側での排出係数の調整は原則として必要ありません。
- ・ この場合、『7. 評価の方法および落札者の決定』に記載のとおり、評価過程において、『（様式11の1）二酸化炭素排出係数算定書』に記載した「排出係数（e）」（以下「契約排出係数」といいます）と基準排出係数との差異に対し、炭素クレジットの市場価格（890円/t-CO₂）を乗じた二酸化炭素対策コスト単価を入札価格に加算して価格評価いたします。

備 考

- 電源線等工事費（電源線等の敷設費用等，応札者の特定負担分）は、『8. 系統アクセス』により事前に行っていただく受電側接続検討により算定された工事費負担金概算額とします。
- アグリゲーションによる場合の電源線等工事費については，電源ごとの電源線等工事費の合計額としてください。
- 当社が指定する基準排出係数とは，その時点における最新の「地球温暖化対策の推進に関する法律（温対法）に基づく政府及び地方公共団体実行計画における温室効果ガス総排出量算定に用いる代替値」をいい，応札時は平成24年度実績値（0.000550t-CO₂/kWh）とします。
- 応札時に選択した二酸化炭素排出係数の取扱いは，原則として応札以降の変更はできません。
- 炭素クレジットの市場価格は，発行済み炭素クレジットの代表的な価格指標である欧州気候取引所（ECX：European Climate Exchange）における認証排出削減量（CER：Certified Emission Reductions）の先物取引の期近商品の価格を用いることとし，直近5ヵ年（平成21年1月1日から平成25年12月31日）における各日の終値の平均値（890円／t-CO₂）とします。

要 綱

(ロ) 応札者が二酸化炭素排出係数の調整を実施

$$\begin{array}{l} \text{入札価格} \\ \text{(入札書に記載する単価)} \\ \text{(円/kWh)} \end{array} = \begin{array}{l} \text{発電単価} \\ \\ \end{array} + \begin{array}{l} \text{電源線等工事費単価} \\ \text{(特定負担分)} \\ \\ \text{+二酸化炭素対策コスト単価} \end{array}$$

- ・ 応札者が炭素クレジットを調達すること等により，調整前排出係数を当社が指定する基準排出係数に調整していただきます。
- ・ この場合，応札者が炭素クレジットを調達するための費用等を入札価格に含めていただきます。また，契約供給期間にわたり当社に供給する電気の二酸化炭素排出係数の実績について，基準排出係数以下に調整していただきます。

② 入札電源の二酸化炭素排出係数が基準排出係数以下となる場合

$$\begin{array}{l} \text{入札価格} \\ \text{(入札書に記載する単価)} \\ \text{(円/kWh)} \end{array} = \begin{array}{l} \text{発電単価} \\ \\ \end{array} + \begin{array}{l} \text{電源線等工事費単価} \\ \text{(特定負担分)} \end{array}$$

- ・ この場合，『7. 評価の方法および落札者の決定』に記載のとおり，評価過程において，契約排出係数と基準排出係数との差異に対し，炭素クレジットの市場価格（890円/t-CO₂）を乗じた二酸化炭素対策コスト単価を入札価格より減算して価格評価いたします。

備 考

要 綱

e. エスカレーション

- ・ 入札価格の算定では、運転維持費、燃料本体費、燃料関係諸経費に適用する指標のエスカレーション率を一律0%と設定いたします。
- ・ 受給開始後の受給料金については、エスカレーション補正を行います。適用する指標については『(様式9) 合成比率の算定書』により提出していただきます。『(様式9) 合成比率の算定書』に記載いただく合成比率は、以下に従って各応札者が可能な限り実態に即して設定していただきます。

① 運転維持費に適用する合成比率

- ・ 一人あたり雇用者報酬指数、企業物価指数、消費者物価指数、変動なしの4つの指標を適用する費用の割合から算定。

② 燃料本体費に適用する合成比率

- ・ 貿易統計における石炭（一般炭）、原油（原油・粗油）、液化天然ガスの3つの指標を適用する費用の割合から算定。

③ 燃料関係諸経費に適用する合成比率

- ・ 一人あたり雇用者報酬指数、企業物価指数、消費者物価指数、変動なしの4つの指標を適用する費用の割合から算定。
- ・ ①～③の比率は小数点以下第1位までとし、小数点以下第2位を四捨五入し、①～③のそれぞれの合計が100.0%となるように調整していただきます。なお、具体的な比率の設定方法については、『(補足説明資料3) 合成比率の算定書 作成要領』に記載しております。

備 考

- 燃料本体費は、使用する燃料の価格変動に応じて調整しますので、以下に従って、貿易統計における石炭（一般炭）、原油（原油・粗油）、液化天然ガスのC I F 価格に連動させる形で当該使用燃料の指標を適用してください。

(使用燃料)	(連動するC I F 価格)
○石炭, コークス	石炭 (一般炭)
○原油, 重油, 軽油, 灯油	原油 (原油・粗油)
○LNG, LPG, 都市ガス, 天然ガス	液化天然ガス
○その他 (副生ガス, 残渣油等)	使用燃料の調達時に実際に連動する燃料を踏まえ, 石炭 (一般炭), 原油 (原油・粗油), 液化天然ガスから選択

- なお、使用燃料に応じた調整を行うため、上記以外の貿易統計におけるC I F 価格に連動した調整を希望される場合、落札者の申し出により、落札後、受給契約締結までに協議するものとします。
- 貿易統計におけるC I F 価格に連動しない費用は、燃料関係諸経費としてください。
(例, 石油石炭税, 使用燃料が貿易統計におけるC I F 価格に連動しない場合等)

要 綱

(2) 現在価値の算定

- ・各年度の費用に、複利現価係数を乗じて供給開始時点の価値に換算していただきます。
- ・割引率は、2.9%といたします。
- ・複利現価係数は、小数点以下第5位までとし、小数点以下第6位を四捨五入して算定していただきます。
- ・なお、契約供給期間が15年の場合は、以下の値となります。

年数	複利現価係数	年数	複利現価係数
供給開始年度	0.97182	9年目	0.77315
2年目	0.94443	10年目	0.75136
3年目	0.91781	11年目	0.73018
4年目	0.89195	12年目	0.70960
5年目	0.86681	13年目	0.68960
6年目	0.84238	14年目	0.67017
7年目	0.81864	15年目	0.65128
8年目	0.79557		

(3) 入札価格の算定

- ・各年度の現在価値の合計に資本回収係数を乗じて均等化年経費を算定していただきます。
 - ・資本回収係数の割引率は、2.9%といたします。
 - ・資本回収係数の年数は、契約供給期間といたします。
 - ・資本回収係数は、小数点以下第5位までとし、小数点以下第6位を四捨五入して算定していただきます。
 - ・均等化年経費を年間契約基準電力量で除して入札価格(円/kWh)を算定していただきます。
 - ・入札価格は銭単位とし、端数を四捨五入して算定していただきます。
- ※ここで算定した入札価格を『(様式1) 入札書』に記載していただきます。

備 考

- 複利現価係数 = $(1 + i)^{-y}$
i : 割引率 (2.9%), y : 供給開始年度からの経過年数
- 契約供給期間が15年以外の複利現価係数は、上記算定式により応札者にて算定してください (小数点以下第5位までとし、小数点以下第6位を四捨五入した値としてください)。

- 資本回収係数 =
$$\frac{i \times (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1}$$

i : 割引率 (2.9%), n : 契約供給期間 (年)

- 契約供給期間が15年の場合、資本回収係数は、0.08316となります。
なお、契約供給期間が15年以外の資本回収係数は、上記算定式により応札者にて算定してください (小数点以下第5位までとし、小数点以下第6位を四捨五入した値としてください)。

要 綱

6. 応募方法

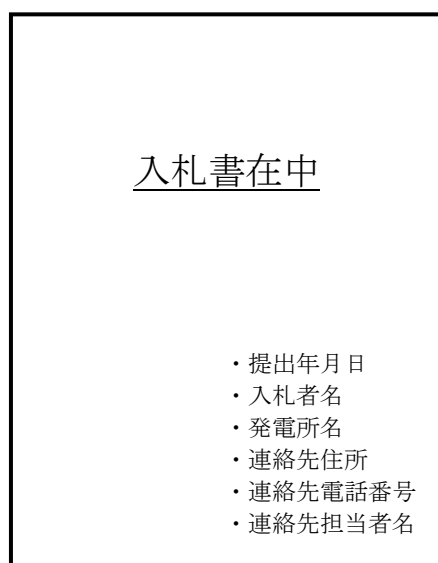
(1) 入札書の提出

- a. 提出書類 : 『(様式1) 入札書』および添付書類(『(2) 入札書への添付書類』を参照願います)。
- b. 提出方法 : 以下の提出場所へ持参していただきます。
当社は入札書ごとに受領証を発行いたしますので、持参者本人の印鑑(認印で可)を持参願います。
- c. 提出場所 : 宮城県仙台市青葉区本町一丁目7番1号
東北電力株式会社
本店 お客さま本部 営業部 電力契約グループ(火力入札担当)
- d. 募集期間 : 入札募集要綱が確定した際に記載いたします。
・ 受付時間は、土・日・祝日を除く平日の10時～12時および13時～16時とさせていただきます。
・ 円滑な受付を行うため、必要に応じてご提出時間の調整を行いますので、ご提出の際には事前に当社までご連絡をお願いいたします。
【連絡先】
東北電力株式会社
本店 お客さま本部 営業部 電力契約グループ(火力入札担当)
022-799-6203(直通)
- e. 提出部数 : 正1部、副4部の計5部を封筒に入れ、封緘、封印のうえ1通の入札書類として提出していただきます。
- f. 入札を無効とするもの :
・ 記名捺印のないもの
・ 入札価格を訂正したもの
・ 意思表示が不明確なもの
・ 提出書類に虚偽の内容があったもの
・ 同一発電場所において、複数あるいは同一の発電設備から1応札者が規模に応じて入札価格を設定のうえ複数入札し、当社への供給が同時に成立しえないもの
・ 同一のプロジェクトから複数の応札者がそれぞれ1通ずつを入札した場合で、当該プロジェクトから入札した全ての応札者が落札候補者に選定されたと仮定した場合に、同時に成立しえないもの

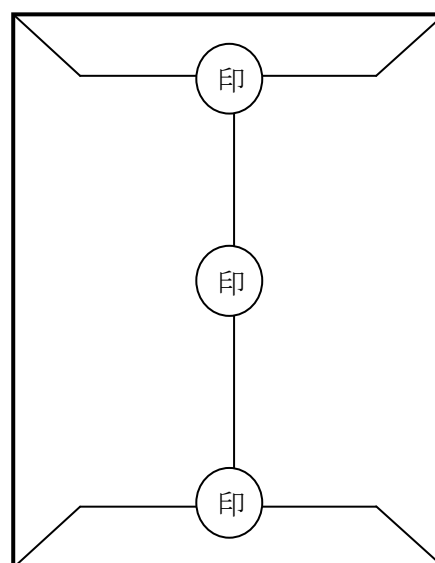
備 考

- 複数入札する場合は，1入札ごとに入札書を提出してください。
- 『(様式1) 入札書』および封印は，『(2) 入札書への添付書類』に記載する添付書類vの印鑑証明書と同一の印を押捺してください。
- 入札書類を提出する場合の封筒は下図のようにしてください。

(表)



(裏)



※アグリゲーションの場合，発電所名には代表となる発電所を記載してください。

※原則として，「J I S 角形 2 号」封筒を使用してください。

- 提出書類の副4部には(写)と記載してください。また，『(様式1) 入札書』の印の押捺は正1部のみとし，副4部はそのコピーでかまいません。
- 同一発電場所において，複数(たとえば1号系列・2号系列等)あるいは同一の発電設備から規模に応じて応札する場合，それぞれを異なるプロジェクトとして入札することも可能ですが，この場合，プロジェクトごとの発電電力量を明確に区分できることが必要となります。
- 上記による応札を希望される場合，具体的な計量に関する事項については，受電側接続検討の申込み時に系統アクセス対応窓口へご相談ください。

要 綱

- (2) 入札書への添付書類（様式のあるものは提出様式にしたがって作成していただきます）
- a. 応札者の概要（様式2）
 - b. 発電設備の仕様（様式3）
 - c. 予定工事工程表（様式4）
 - d. 運用条件に係る事項（様式5）
 - e. 同時最大受電電力および年間の発電可能量（様式6）
 - f. 二酸化炭素排出係数の調整方法（様式7）
 - g. 契約申込書（入札用暫定）受領書（写し）
 - h. 入札価格計算書（様式8）
 - i. 合成比率の算定書（様式9）
 - j. 事業税相当額の課税標準（様式10）
 - k. 二酸化炭素排出係数
二酸化炭素排出係数算定書（様式11の1）
二酸化炭素排出係数の算定根拠に関する説明書（様式11の2）
 - l. 環境負荷特性と地元自治体の規制状況
環境規制（予定）値と計画値（様式12の1）
公害防止設備（様式12の2）
 - m. 地元自治体との交渉経緯（様式13）
 - n. 設備配置図
主要設備配置図（様式14の1）
発電所（工場）敷地全体図（様式14の2）
発電所周辺地図（様式14の3）
 - o. 主回路単線結線図（様式15）
 - p. 卸供給電力制御方式（様式16）
 - q. 発電所用地の取得状況（様式17）
 - r. 建設費概算書（様式18）
 - s. 所要資金の額および調達方法（様式19）
 - t. 燃料調達の計画（様式20）
 - u. 火力発電設備の運転実績（様式21）
 - v. 『(様式1) 入札書』に押捺した印章の印鑑証明書

備 考

- ・ 入札書および添付書類において使用する言語は日本語、通貨は日本円としてください。
- ・ 添付書類（a～v）は、該当しない添付書類があっても、該当しない旨を記載した書類（任意様式）を作成し、通し番号を記載のうえ、すべての添付書類を提出してください。なお、提出様式に「該当なし」と記載して提出してもかまいません。
- ・ 落札後に新会社を設立する等の場合、代表者1名の名義で入札していただくことも可能です。この場合、構成メンバーおよび構成比率を記載した書類を添付してください（任意様式）。
- ・ 添付書類 a に関し、会社概要等のパンフレット等を添付してください。あわせて、計画の主体が合弁会社や落札後に新会社を設立する等の場合は、実際に事業を行う主体および構成メンバーについて、それぞれ『(様式2) 応札者の概要』を提出してください。
- ・ 添付書類 g の「契約申込書（入札用暫定）受領書」の発行に関しては、『8. 系統アクセス』を参照してください。ただし、当社以外の一般電気事業者の系統に連系する場合、受電側接続検討回答書の表紙の写しを提出してください。
- ・ 添付書類 p は自家消費後の電力を卸供給する場合に記載してください。なお、自家消費しない場合は、「該当なし」と記載してください。
- ・ 添付書類 q は発電所用地を取得済の場合、それを証明する登記簿謄本等の写しも添付してください。

要 綱

(3) 入札の辞退

- ・ 入札後に辞退する場合は、『(様式 2 2) 入札辞退書』を提出していただきます。

(4) その他留意事項

- a. 入札の開札 : 開札日時は、入札募集要綱が確定した際に記載いたしますが、当社は公証人立会いのもと入札書の開封をいたします。
- b. 入札価格の訂正 : 訂正できません。
- c. 追加資料提出 : 当社は、必要に応じて追加資料の提出をお願いする場合があります。
- d. 送配電部門から開示を受ける情報 : 当社は、応札者が系統連系する一般電気事業者（当社を含む）の送配電部門から、当該入札の価格評価のために必要な情報に限定して、情報の開示を受けるものといたします。
- e. 守秘義務 : 当社は、提出資料および『d. 送配電部門から開示を受ける情報』により開示を受けた情報を本入札以外の目的で使用いたしません。
- f. 入札結果の公表 : 当社は、入札募集期間終了後、以下の項目を公表いたします。
 - ・ 入札受付件数と合計規模
 - ・ 業種ごと、運転条件ごと、燃料種別ごとの件数と規模の分布

備 考

- ・ 入札辞退書に押捺する印は、『(様式1) 入札書』と同一としてください。

- ・ 「d. 送配電部門から開示を受ける情報」とは、『8. 系統アクセス(4) 受電側接続検討の回答項目』の工事費負担金概算額(電源線等工事費(特定負担分))および電源線等以外工事費(一般負担分)の均等化年経費および建設に必要な工期とします。

要 綱

7. 評価の方法および落札者の決定

(1) 応札にあたり満たすべき条件への適合を確認

『4. 応札にあたり満たすべき条件』(1)～(7)の各項に適合しているかを、入札書、添付書類をもとに確認いたします。

- 『4. 応札にあたり満たすべき条件(1) 上限価格』の適合については、入札価格をもとにした判定価格が上限価格以下となることを確認することとし、具体的には以下の式によるものといたします(小数点以下第2位までとし、小数点以下第3位を四捨五入いたします)。

a. 当社が最終的な二酸化炭素排出係数の調整を行う場合

$$\begin{aligned} \text{上限価格} &= \text{発電単価} + \text{電源線等工事費単価} \pm \text{二酸化炭素対策コスト単価} \\ (\text{当社応札価格}) & \qquad \qquad \qquad (\text{特定負担分}) \\ (\text{円}/\text{kWh}) & \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{判定価格} &= \frac{\text{入札価格} \pm \text{二酸化炭素対策コスト単価} - \text{需要地近接性評価}}{(1 - \text{事業税率})} \\ (\text{円}/\text{kWh}) & \end{aligned}$$

$$\text{上限価格} \geq \text{判定価格}$$

b. 応札者側で炭素クレジットを調達すること等により、当社が指定する基準排出係数に調整したうえで応札する場合

$$\begin{aligned} \text{上限価格} &= \text{発電単価} + \text{電源線等工事費単価} \pm \text{二酸化炭素対策コスト単価} \\ (\text{当社応札価格}) & \qquad \qquad \qquad (\text{特定負担分}) \\ (\text{円}/\text{kWh}) & \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{判定価格} &= \frac{\text{入札価格} - \text{需要地近接性評価}}{(1 - \text{事業税率})} \\ (\text{円}/\text{kWh}) & \end{aligned}$$

$$\text{上限価格} \geq \text{判定価格}$$

備 考

- ・ 公証人立会いのもと入札書を開封し、その後評価を行います。

- ・ 契約供給期間の違いによる入札価格の補正は行いません。

- ・ 上限価格（当社応札価格）には、事業税相当額を含みます。
- ・ 判定価格における事業税率は、以下のとおりとします。
 - ① 所得課税の場合は、入札価格に事業税相当額が含まれているため、判定価格の事業税率をゼロとして算定します。
 - ② 収入課税の場合は、入札価格に事業税相当額を含んでいないため、判定価格の事業税率は、当社の実効税率である1.283%とします。

- ・ 当社が指定する基準排出係数とは、その時点における最新の「地球温暖化対策の推進に関する法律（温対法）に基づく政府及び地方公共団体実行計画における温室効果ガス総排出量算定に用いる代替値」をいい、応札時は平成24年度実績値（0.000550t-CO₂/kWh）とします。

要 綱

※二酸化炭素対策コスト単価は契約排出係数と当社が指定する基準排出係数との差異に炭素クレジットの市場価格（890円／t-CO₂）を乗じた値（円／kWh）といたします。

※入札価格は、応札者が『(様式1) 入札書』に記載した価格といたします。
判定価格の算定にあたり、入札の開札後、全ての応札者に関し以下の確認をいたします。

- ① 当社の系統に連系する場合
 - ・ 当社の送配電部門に他の応札者と競合する場合等（以下「状況変化」といいます）にともなう『8. 系統アクセス（4）受電側接続検討の回答項目』の工事費負担金概算額（電源線等工事費（特定負担分））および電源線等以外工事費（一般負担分）の均等化年経費の再算定の必要有無。
 - ② 当社以外の一般電気事業者の系統に連系する場合
 - ・ 応札者が系統連系する一般電気事業者の送配電部門に状況変化にともなう『8. 系統アクセス（4）受電側接続検討の回答項目』の工事費負担金概算額（電源線等工事費（特定負担分））の再算定の必要有無。
- ・ 再算定が必要な場合、以下により価格の調整をいたします。
- ① 当社の系統に連系する場合
 - ・ 当社は当社の送配電部門から、再算定前および再算定後の工事費負担金概算額（電源線等工事費（特定負担分））のうち、当社への卸供給（入札分）に係る金額（百円単位を四捨五入した千円単位）の開示を受け、『(別紙3) 評価時における電源線等工事費（特定負担分）および電源線等以外工事費（一般負担分）の調整』にもとづき、入札価格に含まれる電源線等工事費（特定負担分）を調整いたします。
 - ② 当社以外の一般電気事業者の系統に連系する場合
 - ・ 再算定が必要となった旨をお知らせいたしますので、再度受電側接続検討の申込みを行っていただきます。
 - ・ 当社は当該一般電気事業者の送配電部門から、再算定前および再算定後の工事費負担金概算額（電源線等工事費（特定負担分））のうち、当社への卸供給（入札分）に係る金額（百円単位を四捨五入した千円単位）の開示を受け、『(別紙3) 評価時における電源線等工事費（特定負担分）および電源線等以外工事費（一般負担分）の調整』にもとづき、入札価格に含まれる電源線等工事費（特定負担分）を調整いたします。

備 考

- 炭素クレジットの市場価格は、発行済み炭素クレジットの代表的な価格指標である欧州気候取引所（ECX：European Climate Exchange）における認証排出削減量（CER：Certified Emission Reductions）の先物取引の期近商品の価格を用いることとし、直近5ヵ年（平成21年1月1日から平成25年12月31日）における各日の終値の平均値（890円／t-CO₂）とします。

- アグリゲーションによる供給を行う場合の二酸化炭素排出係数および需要地近接性評価については、『(別紙4) アグリゲーションによる場合の算定方法』を参照してください。

- 入札の開札後に確認する方法は、以下のとおりとします。
 - ① 当社の系統に連系する場合
 - 当社は契約申込書（入札用暫定）受領書（写し）を当社の送配電部門に通知します。
 - ② 当社以外の一般電気事業者の系統に連系する場合
 - 当社は受電側接続検討回答書の表紙の写しを当該一般電気事業者の送配電部門に通知します。

要 綱

※以下の地域に立地する発電設備については、需要地近接性評価として、以下の額を減算して評価いたします（評価過程のみに適用いたします）。

山形県	0.19円/kWh
-----	-----------

(税抜単価)

備 考

要 綱

(2) 募集電源 1 の場合の順位の決定

以下により評価価格を算定したうえで、価格点を算定し、非価格要素による加
点とあわせ点数の高いものから順位を決定いたします（小数点以下第 2 位までと
し、小数点以下第 3 位を四捨五入いたします）。

※当社は再生可能エネルギー導入を進めるため需給変動対応電源が必要であるこ
と等から、価格要素に加え、需給変動対応および計画の確実性に関連する非価
格要素を考慮して評価いたします。

a. 評価価格

① 当社の系統に連系する場合

$$\begin{array}{l} \text{評価価格} \\ (\text{円/kWh}) \end{array} = \begin{array}{l} \text{判定価格} \\ \text{+} \\ \text{電源線等以外工事費単価} \\ (\text{一般負担分}) \end{array}$$

- ・ 電源線等以外工事費単価（一般負担分）については、電源線等以外工事費（一般負担分）の均等化年経費のうち、当社への卸供給（入札分）に係る金額（ただし、状況変化により電源線等以外工事費（一般負担分）の再算定を行った場合は再算定後の金額といたします）を年間契約基準電力量で除した値（円/kWh）といたします。

② 当社以外の一般電気事業者の系統に連系する場合

$$\begin{array}{l} \text{評価価格} \\ (\text{円/kWh}) \end{array} = \frac{\text{判定価格}}{(1 - \text{振替損失率})} + \text{振替供給に必要な料金}$$

- ・ 振替供給に必要な料金および振替損失率については、応札する発電設備が所在する地域ごとに、『別紙 1) 振替供給に必要な料金および振替損失率』によるものといたします。

b. 価格点

- ・ 評価価格算定後、以下の式により価格点を算定いたします（小数点以下第 2 位までとし、小数点以下第 3 位を四捨五入いたします）。

$$\text{価格点} = \frac{\text{応札者の中で最安値となる評価価格}}{\text{評価価格}} \times 84$$

備 考

- ・ 募集電源1は、価格要素84%、非価格要素16%で評価するものとし、価格点の最高得点が84点となるよう算定したうえで、非価格要素を最高で16点加点します。

- ・ 『8. 系統アクセス(4) 受電側接続検討の回答項目』による電源線等以外工事費(一般負担分)の均等化年経費の再算定が必要な場合、当社は当社の送配電部門から、再算定後の電源線等以外工事費(一般負担分)の均等化年経費のうち、当社への卸供給(入札分)に係る金額(百円単位を四捨五入した千円単位)の開示を受け、『(別紙3) 評価時における電源線等工事費(特定負担分)および電源線等以外工事費(一般負担分)の調整』にもとづき、評価価格の電源線等以外工事費単価(一般負担分)を調整します。

- ・ アグリゲーションによる供給を行う場合の調整方法については、『(別紙4) アグリゲーションによる場合の算定方法』を参照してください。

要 綱

c. 非価格要素として考慮する項目と配点

非価格要素として考慮するのは、需給変動対応および計画の確実性に資する以下の項目とし、各々の配点は以下のとおりといたします。

	非価格要素として考慮する項目	配点
①	直前の通告変更に対応できるもの（※1）	6または4
②	周波数調整に参加するもの（※2）	3
③	利用率変動許容性を±15%まで許容するもの（※3）	3
④	用地確保済みのもの（※4）	2
⑤	燃料調達の具体的計画を有しているもの（※5）	2

d. 同点の場合の順位決定

- ・ 価格要素と非価格要素の合計点が同点となった場合、次の各項で評価をすることにより、順位を決定いたします。

- ① 当社への供給開始が早いもの（※6）
- ② 環境枠有りのもの（※7）、あるいは自治体同意済みのもの（※8）
- ③ ①、②を考慮してもなお、順位が決定しない場合には、需給変動対応および計画の確実性等を総合的に判断し、順位を決定いたします。

この順に考慮

備 考

- (※1) 「直前の通告変更に対応できるもの」とは、当社の経済負荷配分運転（以下「ELD運転」といいます）の対象として、実受給日当日または実受給日前日まで通告変更が可能なものとし、当社は『(様式5) 運用条件に係る事項』により確認します。なお、配点は通告変更が実受給日当日まで可能な場合を6点とし、実受給日前日まで可能な場合を4点とします。
- (※2) 「周波数調整に参加するもの」とは、『(別紙5) 周波数調整機能に関する具体的要件』を満たすものとし、当社は『(様式3) 発電設備の仕様』により確認します。
当社の系統に連系し、周波数調整機能により当社周波数調整に参加する場合、契約最大電力10万kW以上の発電設備は当社からのAFC信号に追従し出力を±5%以上変動できることとします。ただし、契約最大電力10万kW未満の発電設備はガバナフリー運転および周波数変動補償機能を具備していただくことで要件を満たすものとし、当社は『(様式3) 発電設備の仕様』により確認します。なお、当社以外の一般電気事業者の系統に連系する場合は考慮しません。
- (※3) 「利用率変動許容性を±15%まで許容するもの」とは、『4. 応札にあたり満たすべき条件(4) 利用率変動許容性』に記載した契約最大電力に8,760時間乗じて得た電力量の±10%を超え、契約最大電力に8,760時間乗じて得た電力量の±15%まで許容するものとし、当社は『(様式5) 運用条件に係る事項』により確認します。なお、この場合、当社は年間供給可能電力量を超える通告変更を行うことがあります。
- (※4) 「用地確保済みのもの」とは、発電所建設用地が既に確保されているものとし、当社は、『(様式17) 発電所用地の取得状況』により確認します。
- (※5) 「燃料調達の具体的計画を有しているもの」とは、燃料調達方法について実現可能で具体的な計画を有しているものとし、当社は、『(様式20) 燃料調達の計画』により確認します。
- (※6) 「当社への供給開始が早いもの」とは、供給開始時期の早いものとし、当社は『(様式1) 入札書』により確認します。

要 綱

備 考

(※7)「環境枠有りのもの」とは、環境影響評価に係る手続きが完了していること、あるいは卸供給開始後においても、既設工場と発電設備の合計のばい煙等の排出量が応札者の既設工場における現状の排出許容量を上回らないこととし、当社は、『(様式12の1)環境規制(予定)値と計画値』により確認します。

(※8)「自治体同意済みのもの」とは、応札者と地元自治体との間で計画内容等について、実質的な調整が完了しており、落札後速やかに許認可手続きを開始することが可能であることとし、当社は、『(様式13)地元自治体との交渉経緯』により確認します。

要 綱

(3) 募集電源 2 の場合の順位の設定

以下により評価価格を算定したうえで、価格点を算定し、非価格要素による加
点とあわせ点数の高いものから順位を決定いたします（小数点以下第 2 位までと
し、小数点以下第 3 位を四捨五入いたします）。

※当社は再生可能エネルギー導入を進めるため需給変動対応電源が必要であるこ
と等から、価格要素に加え、需給変動対応および計画の確実性に関連する非価
格要素を考慮して評価いたします。

a. 評価価格

① 当社の系統に連系する場合

$$\begin{array}{l} \text{評価価格} \\ (\text{円}/\text{kWh}) \end{array} = \begin{array}{l} \text{判定価格} \\ \text{電線線等以外工事費単価} \\ (\text{一般負担分}) \end{array} + \begin{array}{l} \text{電線線等以外工事費単価} \\ (\text{一般負担分}) \end{array}$$

- ・電線線等以外工事費単価（一般負担分）については、電線線等以外工事費（一般負担分）の均等化年経費のうち、当社への卸供給（入札分）に係る金額（ただし、状況変化により電線線等以外工事費（一般負担分）の再算定を行った場合は再算定後の金額といたします）を年間契約基準電力量で除した値（円/kWh）といたします。

② 当社以外の一般電気事業者の系統に連系する場合

$$\begin{array}{l} \text{評価価格} \\ (\text{円}/\text{kWh}) \end{array} = \frac{\begin{array}{l} \text{判定価格} \\ \text{振替供給に必要な料金} \end{array}}{(1 - \text{振替損失率})} + \begin{array}{l} \text{振替供給に必要な料金} \end{array}$$

- ・振替供給に必要な料金および振替損失率については、応札する発電設備が所在する地域ごとに、『別紙 1) 振替供給に必要な料金および振替損失率』によるものといたします。

b. 価格点

- ・評価価格算定後、以下の式により価格点を算定いたします（小数点以下第 2 位までとし、小数点以下第 3 位を四捨五入いたします）。

$$\begin{array}{l} \text{価格点} \\ \text{価格点} \end{array} = \frac{\begin{array}{l} \text{応札者の中で最安値となる評価価格} \\ \text{評価価格} \end{array}}{\begin{array}{l} \text{評価価格} \\ \text{評価価格} \end{array}} \times 80$$

備 考

- 募集電源2は、価格要素80%、非価格要素20%で評価するものとし、価格点の最高得点が80点となるよう算定したうえで、非価格要素を最高で20点加点します。
- 『8. 系統アクセス(4) 受電側接続検討の回答項目』による電源線等以外工事費(一般負担分)の均等化年経費の再算定が必要な場合、当社は当社の送配電部門から、再算定後の電源線等以外工事費(一般負担分)の均等化年経費のうち、当社への卸供給(入札分)に係る金額(百円単位を四捨五入した千円単位)の開示を受け、『(別紙3) 評価時における電源線等工事費(特定負担分)および電源線等以外工事費(一般負担分)の調整』にもとづき、評価価格の電源線等以外工事費単価(一般負担分)を調整します。
- アグリゲーションによる供給を行う場合の調整方法については、『(別紙4) アグリゲーションによる場合の算定方法』を参照してください。

要 綱

c. 非価格要素として考慮する項目と配点

非価格要素として考慮するのは、需給変動対応および計画の確実性に資する以下の項目とし、各々の配点は以下のとおりといたします。

	非価格要素として考慮する項目	配点
①	直前の通告変更に対応できるもの（※1）	6または4
②	日間起動停止が可能なもの（※2）	4
③	周波数調整に参加するもの（※3）	3
④	利用率変動許容性を±15%まで許容するもの（※4）	3
⑤	用地確保済みのもの（※5）	2
⑥	燃料調達の具体的計画を有しているもの（※6）	2

d. 同点の場合の順位決定

- ・ 価格要素と非価格要素の合計点が同点となった場合、次の各項で評価をすることにより、順位を決定いたします。

- ① 当社への供給開始が早いもの（※7）
- ② 環境枠有りのもの（※8）、あるいは自治体同意済みのもの（※9）
- ③ ①、②を考慮してもなお、順位が決定しない場合には、需給変動対応および計画の確実性等を総合的に判断し、順位を決定いたします。

この順に考慮



備 考

- (※1)「直前の通告変更に対応できるもの」とは、当社のE L D運転の対象として、実受給日当日または実受給日前日まで通告変更が可能なものとし、当社は『(様式5)運用条件に係る事項』により確認します。なお、配点は通告変更が実受給日当日まで可能な場合を6点とし、実受給日前日まで可能な場合を4点とします。
- (※2)「日間起動停止が可能なもの」とは、24時間の中で停止の状態から起動し、契約最大電力まで運転可能で、その後停止できる設備とします(年間120回以上できることとします)。当社は、『(様式5)運用条件に係る事項』により確認します。なお、運転パターン例を『(別紙6)標準的な運転パターン(募集電源2の場合)』の日間起動停止が可能な場合の例に示します。
- (※3)「周波数調整に参加するもの」とは、『(別紙5)周波数調整機能に関する具体的要件』を満たすものとし、当社は『(様式3)発電設備の仕様』により確認します。
当社の系統に連系し、周波数調整機能により当社周波数調整に参加する場合、契約最大電力10万kW以上の発電設備は当社からのAFC信号に追従し出力を±5%以上変動できることとします。ただし、契約最大電力10万kW未満の発電設備はガバナフリー運転および周波数変動補償機能を具備していただくことで要件を満たすものとし、当社は、『(様式3)発電設備の仕様』により確認します。なお、当社以外の一般電気事業者の系統に連系する場合は考慮しません。
- (※4)「利用率変動許容性を±15%まで許容するもの」とは、『4. 応札にあたり満たすべき条件(4)利用率変動許容性』に記載した契約最大電力に8,760時間乗じて得た電力量の±10%を超え、契約最大電力に8,760時間乗じて得た電力量の±15%まで許容するものとし、当社は『(様式5)運用条件に係る事項』により確認します。なお、この場合、当社は年間供給可能電力量を超える通告変更を行うことがあります。
- (※5)「用地確保済みのもの」とは、発電所建設用地が既に確保されているものとし、当社は、『(様式17)発電所用地の取得状況』により確認します。
- (※6)「燃料調達のための具体的計画を有しているもの」とは、燃料調達方法について実現可能で具体的な計画を有しているものとし、当社は、『(様式20)燃料調達の計画』により確認します。

要 綱

備 考

- (※7)「当社への供給開始が早いもの」とは、供給開始時期の早いものとし、当社は『(様式1) 入札書』により確認します。
- (※8)「環境枠有りのもの」とは、環境影響評価に係る手続きが完了していること、あるいは卸供給開始後においても、既設工場と発電設備の合計のばい煙等の排出量が応札者の既設工場における現状の排出許容量を上回らないこととし、当社は、『(様式12の1) 環境規制(予定)値と計画値』により確認します。
- (※9)「自治体同意済みのもの」とは、応札者と地元自治体との間で計画内容等について、実質的な調整が完了しており、落札後速やかに許認可手続きを開始することが可能であることとし、当社は、『(様式13) 地元自治体との交渉経緯』により確認します。

要 綱

(4) 落札候補者の選定

評価順位の決定後、順位が上位のものから夏季出力を累計し、募集電源1および募集電源2とも60万キロワットに達する応札者までを落札候補者として選定いたします。

ただし、60万キロワットに達する最後の応札者までの夏季出力の累計量が70万キロワットを超える場合は以下により落札候補者を選定いたします。

- ・当社より60万キロワットに達する最後の応札者に対して夏季出力の累計量が70万キロワットとなる必要量の入札価格の再算定および非価格要素の再検討を依頼いたします。
- ・当該応札者の再算定後の入札価格および非価格要素の結果にもとづき、改めて価格点と非価格要素の合計点を算定し、当該応札者の次の順位となる応札者の合計点を比較し、合計点が高い応札者を落札候補者として選定いたします。
- ・ただし、当該応札者が当社の指定する期日までに再算定後の入札価格等を提出しない場合、当該応札者の次の順位となる応札者を対象として、落札候補者の選定を行います。
- ・当社は、上記の選定方法にもとづき、60万キロワットに達する最後の応札者までの夏季出力の累計量が70万キロワット以内となるまで落札候補者の選定を行います。

備 考

[具体例]

順位	応札者	夏季出力	累計量	落札候補者
1	A社	15万kW	15万kW	○
2	B社	60万kW	75万kW	○または×
3	C社	40万kW	115万kW	○または×
4	D社	30万kW	145万kW	○または×

- B社を落札候補者とした場合、上限である70万kWを超えるため、B社に上限である70万kWを超えない出力となる55万kW相当での入札価格の再算定および非価格要素の再検討を依頼します。

【B社が当社の指定する期日までに再算定後の入札価格等を提出しない場合】

- ① B社は棄権したものとみなし、B社の次の順位であるC社を落札候補者に選定します。
- ② A社およびC社を落札候補者としても募集量である60万kWに達していないため、C社の次の順位であるD社に上限である70万kWを超えない出力となる15万kW相当での入札価格の再算定および非価格要素の再検討を依頼します。
- ③ D社が当社の指定する期日までに再算定後の入札価格等を提示しない場合、あるいは再算定後の入札価格より算定した判定価格が上限価格を超える場合、A社とC社を落札候補者に選定します。
- ④ D社の再算定後の入札価格より算定した判定価格が上限価格以内となる場合、A社およびC社とD社の15万kW相当を落札候補者に選定します。

【B社の再算定後の入札価格より算定した判定価格が上限価格以内となる場合】

- ① B社の再算定後の入札価格より算定した価格要素および非価格要素の合計点とB社の次の順位であるC社の合計点を比較し、点数が高い応札者を落札候補者に選定します。
- ② B社の合計点が高い場合、A社およびB社を落札候補者に選定します。
- ③ C社の合計点が高い場合、A社およびC社を落札候補者に選定します。
- ④ A社およびC社を落札候補者としても募集量である60万kWに達していないため、A社の次の順位であるB社とC社の次の順位であるD社に上限である70万kWを超えない出力となる15万kW相当での入札価格の再算定および非価格要素の再検討を依頼します。
- ⑤ B社およびD社の再算定後の入札価格より算定した判定価格が上限価格以内となる場合、再算定後の入札価格より算定した価格点および非価格要素の合計点を比較し、点数が高い応札者の15万kW相当を落札候補者に選定します。

要 綱

備 考

- ⑥ B社およびD社の再算定後の入札価格より算定した判定価格が上限価格を超える場合、A社とC社を落札候補者に選定します。

【B社の再算定後の入札価格より算定した判定価格が上限価格を超える場合】

- ① B社の次の順位であるC社を落札候補者に選定します。
② A社およびC社を落札候補者としても募集量である60万kWに達していないため、【B社の再算定後の入札価格より算定した判定価格が上限価格以内となる場合】の④、⑤、⑥と同様となります。

※再算定の依頼は公証人立会いのもと実施します。

※当社が指定する期日とは、依頼した日から1ヶ月を原則とし、具体的な日時は依頼する際に公証人立会のもと書面でお伝えします。

※再算定後の提出書類は『6. 応募方法（1）入札書の提出』と同様とし、変更なしの場合は、その旨を記載して提出してください。

※提出された書類は、公証人立会いのもと開封します。

要 綱

(5) 落札者の選定

落札候補者を選定後、当社は、評価報告書（案）を火力電源入札WGに提出いたします。火力電源入札WGで入札募集要綱にもとづいた評価が行われていると認められた場合には、落札候補者を落札者として決定いたします。

- ・ 落札者決定後、すべての応札者に結果をお知らせいたします。
- ・ 落札者と別冊の『電力受給契約の標準契約書』にもとづき、契約の協議を行うことといたします。
- ・ 落札者が辞退した場合、連系線等の送電可否判定の結果「否」となった場合、あるいは当社との契約協議の結果、合意に至らない場合は、『(4) 落札候補者の選定』において落札候補者にならなかった応札者のうち順位が上位の応札者より、『(4) 落札候補者の選定』にもとづき、新たな落札候補者を選定し、落札者といたします。
- ・ 協議が整った落札者と契約を締結いたします。
- ・ 契約締結後、機器調達等に支障を来たさない適切な時期に、当社は以下の項目を公表いたします。
 - 卸供給を行う事業者名
 - 供給開始年度
 - 卸供給を行う場所（住所）
 - 年間契約基準利用率
 - 契約最大電力
 - 燃料種別
 - 契約価格の平均額および当該平均額と上限価格の乖離率（ただし、落札者が1社のみの場合は、原則として公表いたしません）

備 考

[具体例]

順位	応札者	夏季出力	累計量
1	A社	10万kW	10万kW
2	B社	15万kW	25万kW
3	C社	10万kW	35万kW
4	D社	35万kW	70万kW
5	E社	20万kW	—
6	F社	20万kW	—

B社辞退

累計量
10万kW
20万kW
55万kW
—
—

E社	20万kW	75万kW	○または×
F社	20万kW	75万kW	○または×

- ・ B社が辞退し、E社を落札候補者（落札者）とした場合、上限である70万kWを超えるため、E社に上限である70万kWを超えない出力となる15万kW相当での入札価格の再算定および非価格要素の再検討を依頼します。

【E社が当社の指定する期日までに再算定後の入札価格等を提出しない場合】

- ① E社は棄権したものとみなし、E社の次の順位であるF社に上限である70万kWを超えない出力となる15万kW相当での入札価格の再算定および非価格要素の再検討を依頼します。
- ② F社が当社の指定する期日までに再算定後の入札価格等を提示しない場合、あるいは再算定後の入札価格より算定した判定価格が上限価格を超える場合、あらたな落札候補者は選定しません。
- ③ F社の再算定後の入札価格より算定した判定価格が上限価格以内となる場合、あらたな落札候補者（落札者）としてF社の15万kW相当を選定します。

【E社の再算定後の入札価格より算定した判定価格が上限価格以内となる場合】

- ① あらたな落札候補者（落札者）としてE社の15万kW相当を選定します。

【E社の再算定後の入札価格より算定した判定価格が上限価格を超える場合】

- ① E社の次の順位であるF社に上限である70万kWを超えない出力となる15万kW相当での入札価格の再算定および非価格要素の再検討を依頼します。
- ② 【E社が当社の指定する期日までに再算定後の入札価格等を提出しない場合】の②，③と同様となります。

要 綱

備 考

- ※再算定の依頼は公証人立会いのもと実施します。
- ※当社が指定する期日とは、依頼した日から1ヶ月を原則とし、具体的な日時は依頼する際に公証人立会いのもと書面でお伝えします。
- ※再算定後の提出書類は『6. 応募方法（1）入札書の提出』と同様とし、変更なしの場合は、その旨を記載して提出してください。
- ※提出された書類は、公証人立会いのもと開封します。

8. 系統アクセス

【当社の系統に連系する場合】

(1) 事前相談

当社の系統への連系に関するご質問（連系可能容量（目安）、連系点までの直線距離等）については、系統アクセス対応窓口で受付いたします。

(2) 受電側接続検討

応札者の発電設備を当社の系統に連系する場合（増出力等で連系内容を変更する場合を含む）、当社の送配電部門にて流通設備の新たな施設または変更に関する検討等をいたします。

- ・当社の送配電部門は、本検討を「系統アクセスルール」にもとづき行うものとし、具体的な手続きの扱いについては、当社託送供給約款によるものといたします。
- ・受電側接続検討は、系統安定化のために、応札者側で必要な対策の検討も含まれます。

要 綱

(3) 受電側接続検討の申込み

受電側接続検討の申込みは、受電側接続検討申込書に必要な事項を記載のうえ、系統アクセス対応窓口にお申込みいただきます。

なお、受電側接続検討申込み時に、当社入札へ応札予定である旨を窓口にお伝え願います。

- 系統アクセス対応窓口は、1 発電場所（受電地点）1 検討につき 2 1 万 6 千円を検討料として、受電側接続検討の申込み時に申し受けます。
- 検討結果は、原則として受電側接続検討の申込みから 3 ヶ月以内に系統アクセス対応窓口よりお知らせいたします。
- 受電側接続検討は、『(5) 契約申込書（入札用暫定）の発行』に先立ち終了していることが必要となります。
- 受電側接続検討に必要なデータを追加で系統アクセス対応窓口へ提出していただく場合があります。

備 考

- ・ 受電側接続検討申込書につきましては、当社ホームページ上の以下のアドレスに掲載しています。

(受電側接続検討申込書)

<http://www.tohoku-epco.co.jp/jiyuka/mousikomi.htm>

- ・ 同一の発電場所において、容量別に複数の受電側接続検討を行う場合は、それぞれを1検討とし21万6千円の検討料を申し受けます。
- ・ アグリゲーションにより応札する場合は、発電場所ごとにそれぞれを1検討とし21万6千円の検討料を申し受けます。
- ・ 一旦申し受けた検討料の返金はできません。
- ・ 受電側接続検討の検討期間が3ヶ月を超える場合は、系統アクセス対応窓口より、検討期間が3ヶ月を超える理由および検討状況をお知らせします。

要 綱

(4) 受電側接続検討の回答項目

受電側接続検討の結果として、系統アクセス対応窓口よりお知らせする回答項目は以下のとおりといたします。

- ・ 系統アクセス工事の概要（電力保安通信設備（通信線を含む）、取引用計量装置、その他必要となる工事（既設系統増強工事、短絡電流抑制対策工事、仮設備の設置等本体工事以外に必要な工事等））
- ・ 概算工事費（系統アクセス工事費）および算定根拠
- ・ 工事費負担金概算額（電源線等工事費（特定負担分））
- ・ 所要工期
- ・ 応札者側に必要な対策
- ・ 前提条件
- ・ 運用上の制約
- ・ 電源線等以外工事費（一般負担分）の均等化年経費

備 考

- ・ 系統アクセス設備建設のために応札者の用地を使用する場合は、原則として以下のとおりとします。
 - ① 用地使用料は無償とします
 - ② 支障となる物件等の移転，除却等は応札者にて実施するものとします
 - ③ ②により生ずる財産上の損失は補償しません
 上記①～③と異なる取り扱いを希望される場合は，相当する費用を系統アクセス工事費に加算します。
- ・ 工事費負担金概算額は，概算工事費（系統アクセス工事費）のうち，電源線等工事費（特定負担分）とします。
- ・ 概算工事費（系統アクセス工事費）から工事費負担金概算額を差し引いた値を電源線等以外工事費（一般負担分）とします。
- ・ 電源線等以外工事費（一般負担分）の均等化年経費については，電源線等以外工事費（一般負担分）の各工事費内訳に，各設備の平均的な耐用年数にもとづく以下の資本回収係数を乗じて得た金額の合計（百円単位を四捨五入した千円単位とします）とし，当社の送配電部門にて算定します。

電源線等以外の工事費 （一般負担分）の内訳	平均的な耐用年数	資本回収係数 （割引率2.9%）
送電設備工事費	34年	0.04665
変電設備工事費	22年	0.06212
通信設備工事費	22年	0.06212
計量器関連工事費	15年	0.08316
業務給電設備工事費	9年	0.12784

$$\text{※ 資本回収係数} = \frac{i \times (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1}$$

i : 割引率（2.9%），n : 平均的な耐用年数（年）

要 綱

(5) 契約申込書（入札用暫定）の発行

受電側接続検討回答時，系統アクセス対応窓口より「契約申込書（入札用暫定）」を発行いたしますので，必要な事項を記載のうえ，応札に先立ち，入札関係対応窓口へ申込みいただきます。

- ・ 「契約申込書（入札用暫定）」の受付時に，入札関係対応窓口より入札時の提出書類として必要となる「契約申込書（入札用暫定）受領書」を発行いたします。
- ・ なお，受電側接続検討申込み以降，応札者による検討条件の変更は原則として認めません。

(6) その他

- ・ 契約申込書（入札用暫定）を申込みいただいた事業者が落札者とならなかった場合，当該事業者の契約申込書（入札用暫定）は無効といたします。
- ・ 応札締切日から落札者の決定までの間は，応札者の発電設備の系統アクセス工事費用を算定する作業を行うため，応札者以外の受電側接続検討の依頼や契約申込みに対して，これを優先させることといたします。

【当社以外の一般電気事業者の系統に連系する場合】

当該一般電気事業者への受電側接続検討申込み前に，入札関係対応窓口へご相談いただくものといたします。受電側接続検討申込み等の手続きの流れ等についてご説明いたします。

備 考

- ・ 当社の系統に既連系済みまたは連系承諾済みで未連系の場合の契約申込書（入札用暫定）の発行については、本入札募集要綱の裏表紙に掲載してある入札関係対応窓口に相談ください。
 - ・ 「契約申込書（入札用暫定）」の受付時に前提とした系統の条件に変更がある等の場合、あらためて受電側接続検討が必要となる場合がありますので契約申込書（入札用暫定）受領後、速やかな申込みをお願いします。
 - ・ あらためて受電側接続検討が必要となる場合、1 検討につき 2 1 万 6 千円の検討料を再度申し受けます。
-
- ・ 当社は入札の開札後、再算定の必要有無を当社の送配電部門または当該一般電気事業者の送配電部門に確認いたします。
 - ・ その結果、再算定が必要となった場合については、『7. 評価方法および落札者の決定（1）応札にあたり満たすべき条件への適合を確認』を参照してください。

要 綱

9. 契約条件

- ・落札者と当社との間で、別冊の『電力受給契約の標準契約書』にもとづき契約の協議を行い、契約を締結いたします。主要な契約事項は、以下のとおりです。

(1) 通告運用

当社は、原則として、年間供給可能電力量にもとづき、当社から落札者へ通告する年間電力量（以下「年間通告電力量」といいます）を毎年度設定いたします。

- ・年間供給可能電力量は、落札者の停止計画および『(別紙6) 標準的な運転パターン』を参考に、需給状況等を踏まえ落札者ごとに定める運転パターン等にもとづくものとし、年間契約基準電力量を大きく逸脱しない範囲といたします。
- ・当社は、翌年度の年間通告電力量を設定するにあたり、通告パターンに関する計画（以下「通告計画」といいます）を策定いたします。
- ・当社は、原則として毎年12月末日までに、翌年度の「年間通告電力量」および「通告計画」ならびに翌々年度の「年間通告電力量」の見込み値を落札者に提示いたします。

ただし、当社は、電力需給状況、電力設備状況および電源の経済性等その他の事情がある場合、募集電源1は年間供給可能電力量から契約最大電力に8,760時間に乗じた値の20%に相当する電力量を限度として、募集電源2は年間供給可能電力量から契約最大電力に8,760時間に乗じた値の10%に相当する電力量を限度として減じた範囲内で年間通告電力量を設定いたします。

- ・低廉な電気料金を実現するため、当社は電力需給状況等に応じて電源を効率的に運用する必要があり、入札対象電源についても、電源の経済性等を考慮した運用を行います。
- ・年間供給可能電力量を下回る年間通告電力量を設定する場合、当社は、たとえば、端境月の運転停止や夜間時間帯の出力抑制等を行います。
- ・年間供給可能電力量を下回る年間通告電力量を設定する場合、当社は、当該落札者に対して、運転停止や抑制等を行う理由等について説明いたします。
- ・また、この場合、当社は運転停止や抑制等を行った後の年間通告電力量にもとづき、計画上の発電効率の低下に対する補正（以下「利用率低下補正」といいます）を行うものとし、補正の内容については落札者との協議により定めるものといたします。
- ・なお、計画上の利用率低下補正は実施いたしますが、利用率および発電効率の実績値による利用率低下補正の精算は行わないものといたします。

備 考

- 当社が設定する「年間通告電力量」は年度によって異なる場合があるため、実際の受給電力量は年間契約基準電力量（契約供給期間を通じて一定の値）と異なる場合があります。
- 落札者は、契約供給期間中において毎年度、翌年度以降4年間の停止計画を策定のうえ、当社の指定する期日までに当社に提出し、当該停止計画のうち翌年度の計画は当社の承認を得るものとし、翌々年度以降の計画は必要に応じて当社と協議するものとします。
- 停止計画の策定については、『3. 契約最大電力・夏季出力・年間契約基準利用率・年間契約基準電力量・停止計画（5）停止計画』を参照してください。
- ガスタービンの場合は、外気温度の差により発生電力の変動があるため、夏季（7月1日～9月末日）・冬季（12月1日～2月末日）・その他季ごとに運転パターンを設定してください。
- 出力変化部分である「出力上昇（起動を含む）」、「出力降下（停止を含む）」部分については、あらかじめ落札者ごとに所要時間を設定しますが、停止からの起動部分を除き、いずれも原則として最低出力から契約最大電力までの所要時間は2時間程度を目安に協議するものとします。

要 綱

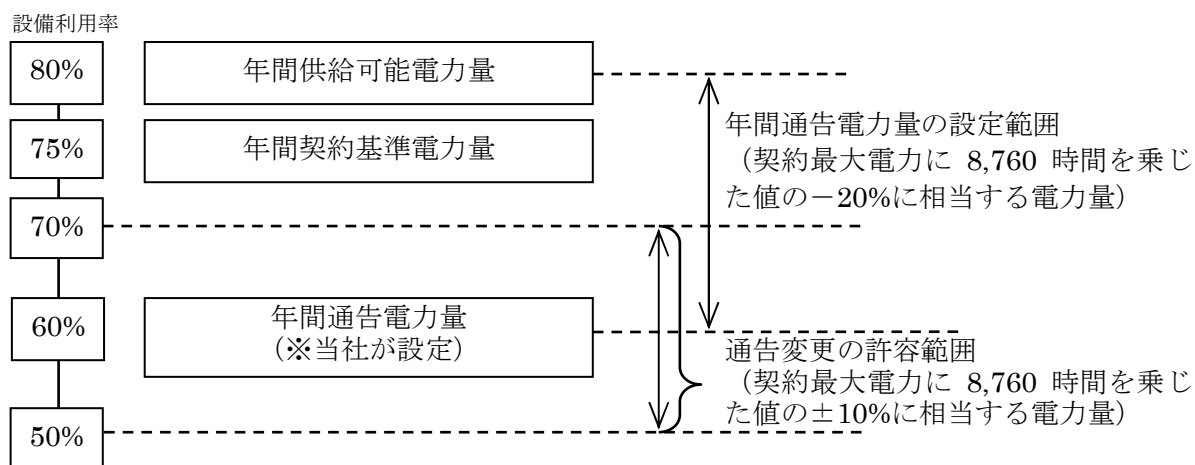
(2) 通告変更

当社は、電力需給状況、電力設備状況および電源の経済性等その他の事情がある場合、年間通告電力量から、契約最大電力に8,760時間に乗じた値の10%に相当する電力量を加減算した値の範囲内で、年度当初の通告と異なる通告（以下「通告変更」といいます）をすることができるものといたします。

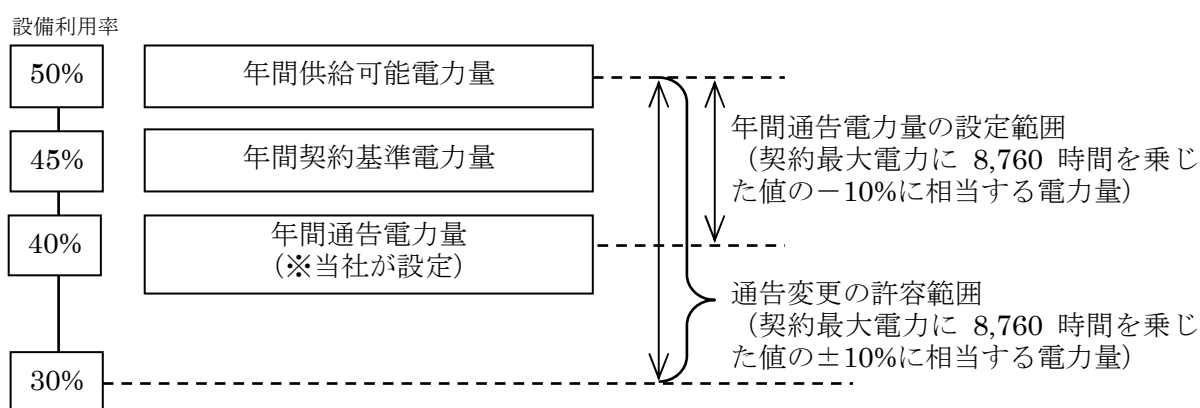
- ・ 通告変更を行う場合、当社は原則として、募集電源1の場合は週間計画通告期限の前日（週間計画通告期限の前日が平日でない場合は、それより前で直近の平日）までを、募集電源2の場合は実受給日の2日前（実受給日の2日前が平日でない場合は、それより前で直近の平日）までを期限として行うものといたします。
- ・ ただし、電力需給が厳しい場合は、落札者との協議により、落札者の発電余力の活用に影響しない範囲で、上記の期限以降の通告変更ができるものといたします。
- ・ 年間計画段階で、年間供給可能電力量を超える年間通告電力量の設定はいたしません。実受給段階で停止計画の短縮等により、年間供給可能電力量を上回る供給をすることが可能となった場合、落札者との協議により、応分の増通告を行うことができるものといたします。
- ・ 落札者が非価格要素である「直前の通告変更に対応できる」あるいは「利用率変動許容性を±15%まで許容する」ことを選択した場合は、以下のとおりといたします。
 - ▶ 直前の通告変更に対応できることを選択した場合、当日まで可能な場合は実需給の1時間前まで、前日まで可能な場合は前日の12時までを期限として当社は通告変更を行うものといたします。
 - ▶ ただし、電力需給が厳しい場合は、落札者との協議により、落札者の発電余力の活用に影響しない範囲で、上記の期限以降の通告変更ができるものといたします。
 - ▶ 利用率変動許容性を±15%まで許容することを選択した場合、年間通告電力量から、契約最大電力に8,760時間に乗じた値の15%に相当する電力量を加減算した値の範囲内で、通告変更をすることができるものといたします。
 - ▶ なお、年間計画段階で、年間供給可能電力量を超える年間通告電力量の設定はいたしません。

備 考

【参考例 1：当社通告の範囲について（募集電源 1 の場合）】



【参考例 2：当社通告の範囲について（募集電源 2 の場合）】



- ・ 発電余力とは、当社の 30 分ごとの通告電力量（通告変更が行われた場合は変更後の値とします）が契約最大電力を 2 で除した値に相当する電力量を下回る場合の差分をいいます。
- ・ ただし、落札した発電設備が AFC 機能を具備している場合で、当社が AFC 機能による出力変動を要請している時間帯については、「契約最大電力を 2 で除した値に相当する電力量」は「契約最大電力から契約最大電力の AFC 調整幅相当（AFC 調整幅が ±5% の場合は 5%）を減じた値を 2 で除した値に相当する電力量」とします。
- ・ 当社が年間供給可能電力量を下回る年間通告電力量を設定、または年間通告電力量を下回る通告変更を行ったことによって発電余力が生じた場合、落札者は発電余力を活用して当社以外に供給することが可能です。
- ・ 発電余力の活用については、『10. 発電余力の活用』を参照してください。
- ・ 「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法」におけるバイオマスエネルギー源とした再生可能エネルギー発電設備としての認定を受ける場合にも、再生可能エネルギー電気を含めて、当社の通告変更に応じていただくものとします。

要 綱

(3) 契約保証金

供給開始に至るまでの契約履行の担保として契約締結後20日以内に、契約最大電力1キロワットあたり5,000円の契約保証金をお預かりいたします。

- ・ 契約保証金は、供給開始時に、単利法により計算される利息相当を付して返却いたします。なお、この場合の利率は、契約締結時に大口定期（7年）がある都市銀行の大口定期（7年）の平均年利率といたします。
- ・ 落札者が、当社を受取人とする取消不可能の金融機関発行の「保証書」等を提出した場合は契約保証金の預託に代えるものといたします。

(4) 受給料金

- ・ 基本料金と電力量料金の二部料金制とし、『(様式8) 入札価格計算書』に記載した年度別価格を基本に、以下により算定いたします。
- ・ なお、事業税が収入課税の場合は事業税相当額を加算いたします。

a. 基本料金

入札価格の各年度の固定費を12で除した月額を毎月お支払いいたします。

- ・ 資 本 費： 『5. 入札価格の算定方法 (1) 各年度の費用の算定 c. 電源線等工事費，電源線等以外工事費の扱い』の電源線等工事費（特定負担分）は、状況変化による再算定を行った場合、調整後の電源線等工事費（特定負担分）といたします。なお、確定精算後は、精算額の工事費に置き換えるものといたします。
- ・ 運転維持費： 毎年4月に、基準となる指標（平成25年度の一人あたり雇用者報酬指数，企業物価指数，消費者物価指数）と当該年度の指標との変動率にて調整いたします。

要 綱

b. 電力量料金

実績月間受給電力量に、キロワット時あたり可変費単価を乗じた金額を毎月お支払いいたします。

- ・ 実績受給電力量は30分ごとに、「第1種（通告分）」と「第2種（通告超過分）」に区分し、第1種は可変費単価を、第2種は別単価を適用いたします。

- ① 第1種 (通告分) : 当社の通告にもとづき供給した電力量
- ② 第2種 (通告超過分) : 当社の通告を超える電力量で、通告した時間帯に当社が受給した電力量
ただし、通告を超えた電力量のうち以下のバンド幅以下の電力量は第1種電力量といたします。

バンド幅 … 契約最大電力の3%を2で除した値に相当する電力量といたします。

なお、落札した発電設備がAFC機能を具備している場合で、当社がAFC機能による出力変動を要請している時間帯については、契約最大電力のAFC調整幅相当（AFC調整幅が±5%の場合は5%）を2で除した値に相当する電力量（以下「AFC幅」といいます）を加えます。

適用単価 … 第1種に適用する単価：入札価格の可変費単価
第2種に適用する単価：第1種に適用する単価×0.5

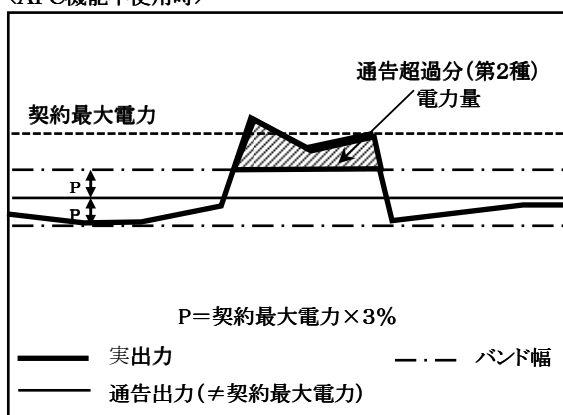
- ・ 出力変化部分である「出力上昇（起動を含む）」、「出力降下（停止を含む）」部分の受給電力量については、「第1種」に区分いたします。
- ・ ガスタービンで自家消費がない場合、最大通告時に外気温度に起因して通告を超えた場合の超過分については「第1種」に区分いたします。

※当社以外の一般電気事業者の系統に連系し、振替供給により当社へ供給する場合、当該一般電気事業者の託送余剰購入に関する条件も考慮し、別途、第2種電力量に適用する単価を設定いたします。

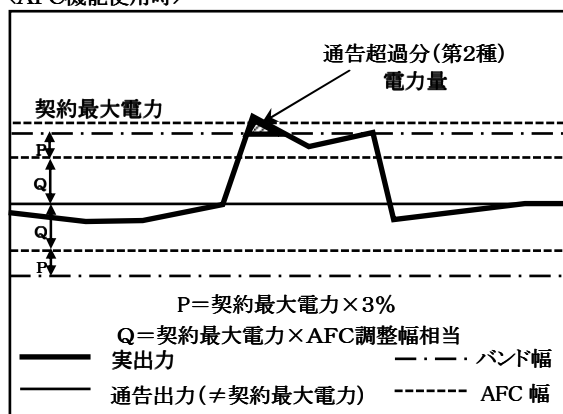
備 考

・ 通告超過のイメージ

＜AFC機能不使用時＞



＜AFC機能使用时＞



要 綱

- ・ 各月の燃料本体費と燃料関係諸経費について、以下のとおり算定いたします。

① 燃料本体費

- ・ 入札時の燃料本体費の前提とした貿易統計におけるC I F 価格と当該月に適用する貿易統計におけるC I F 価格との変動率にて調整いたします。

② 燃料関係諸経費

- ・ 各月同一の値とし、毎年4月に、基準となる指標（平成25年度の一人あたり雇用者報酬指数、企業物価指数、消費者物価指数）と当該年度の指標との変動率にて調整いたします。

備 考

- ・ 燃料本体費および燃料関係諸経費における指標の変動率の合成比率は、落札者が応札時に申し出た値で契約供給期間を通じて一定の値とします。
- ・ 基準となる貿易統計におけるC I F価格は、平成25年1月から平成25年12月までの財務省の貿易統計における石炭（一般炭）、原油（原油・粗油）、液化天然ガスのC I F価格の平均値で以下のとおりとなります。
 - 石炭（一般炭） …………… 10,811円/ t
 - 原油（原油・粗油） …… 67,223円/kl
 - 液化天然ガス …………… 80,779円/ t
- ・ 各月の燃料本体費の変動率に適用する貿易統計におけるC I F価格は、原則として、当該月の2ヶ月前の価格とします。

要 綱

(5) 通告未達割戻料金

当社の必要とする電力量を落札者に通告している期間（以下「通告期間」といいます）中において、発電設備の事故等の場合を除き、30分ごとの通告電力量に対し未達(以下のバンド幅までは許容いたします)が生じた場合、以下により算定される通告未達割戻料金を当該月の基本料金から割り引くことといたします。

$$\text{通告未達割戻料金} = \text{通告未達電力量} \times \text{通告未達割戻料金単価}$$

$$\text{通告未達電力量} = \text{通告電力量} - \text{実績受給電力量} - \text{バンド幅}$$

$$\text{通告未達割戻料金単価} = \frac{\text{当該年度の基本料金年額}}{\text{当該年度の年間通告電力量}} \times 1.5$$

バンド幅 … 契約最大電力の3%を2で除した値に相当する電力量といたします。

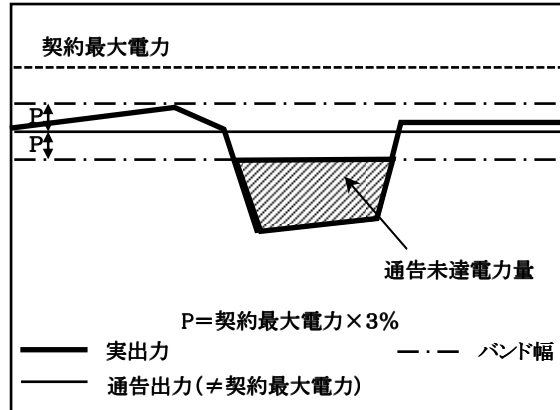
なお、落札した発電設備がAFC機能を具備している場合で、当社がAFC機能による出力変動を要請している時間帯については、AFC幅を加えます。

- ・ ただし、以下の事象による通告電力量に対する未達分は通告未達割戻料金の適用対象外といたします。
 - ▶ 出力変化部分である「出力上昇（起動を含む）」、「出力降下（停止を含む）」部分の受給電力量。
 - ▶ ガスタービンで自家消費がない場合、最大通告時に外気温度に起因して通告電力量に対し未達が生じた場合。
 - ▶ 公害規制等の法令上の要請により、出力を抑制した場合。
- ※当社以外の一般電気事業者の系統に連系し、振替供給により当社へ供給する場合、当該一般電気事業者の振替供給にともなう補給電力に関する条件も考慮し、別途、通告未達割戻料金を設定いたします。

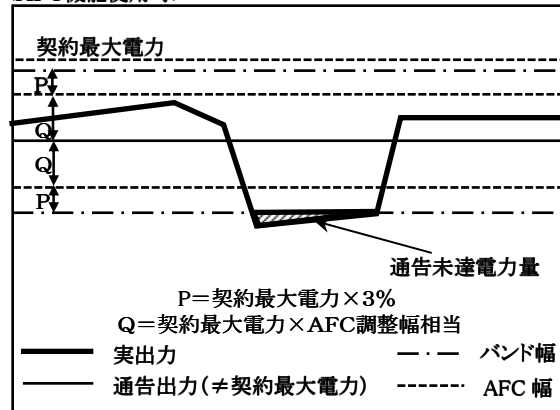
備 考

・ 通告未達電力量のイメージ

＜AFC機能不使用時＞



＜AFC機能使用時＞



要 綱

(6) 停電割戻料金

当社の通告期間中において、発電設備の事故等により、あらかじめ協議によらず送電の全部または一部の停止を行った場合、2時間までの間の通告電力量と実績受給電力量との差を停電電力量とし、以下により算定される停電割戻料金を当該月の基本料金から割り引くことといたします。

$$\text{停電割戻料金} = \text{停電電力量} \times \text{停電割戻料金単価}$$

$$\text{停電電力量} = \text{通告電力量} - \text{実績受給電力量}$$

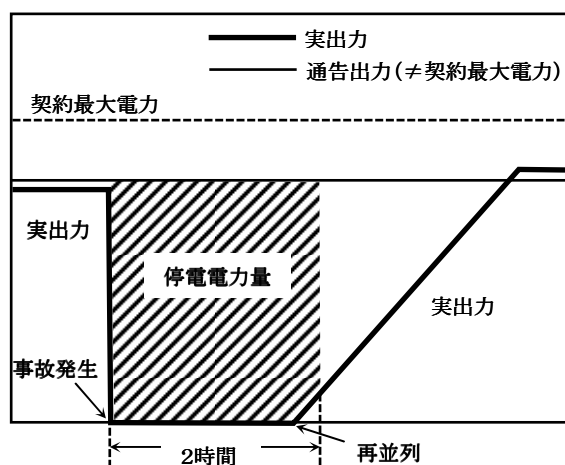
$$\text{停電割戻料金単価} = \frac{\text{当該年度の基本料金年額}}{\text{当該年度の年間通告電力量}} \times 1.5$$

- ・ 停電の事由が天変地異等やむを得ない事由による場合で、当社と協議のうえ当社が同意した場合は停電電力量の対象とはいたしません。
- ・ 停電が生じた場合は、落札者はすみやかにその原因となった事由および対策を報告するとともに発電設備の復旧に努めるものといたします。

※当社以外の一般電気事業者の系統に連系し、振替供給により当社へ供給する場合、当該一般電気事業者の振替供給にともなう補給電力に関する条件も考慮し、別途、停電割戻料金を設定いたします。

備 考

- ・ 停電電力量のイメージ



- ・ 「天変地異等やむを得ない事由」とは、以下の①～④の全ての条件を満たす例外的な事由を指し、主に地震、津波、火山活動等の自然災害、戦争、紛争、テロ、騒擾、内乱、反乱や落札者の責めとならない事故等とします。
 - ① 落札者によって制御できない事由であること。
 - ② 事由発生が、落札者の責めとならない事由であること。
 - ③ 落札者が事前に想定ができなかった事由であること。または、想定可能な事由の場合は、法令および本入札募集要綱等を踏まえた適切な対策を事前に講じているにもかかわらず、送電の全部または一部の停止を回避できなかった事由であること。
 - ④ 落札者が、当該事由発生時に適切な対策を講じたにもかかわらず、送電の全部または一部の停止を回避できなかった事由であること。

要 綱

(7) 超過停止割戻料金

当社の通告期間中において、発電設備の点検あるいはその他必要な時に落札者が当社とあらかじめ協議のうえ、送電の全部または一部の停止を行った場合、および発電設備の事故等により、あらかじめ協議によらず送電の全部または一部の停止を行った場合（停電電力量を除く）、停止した時間における通告電力量と実績受給電力量との差を停止電力量といたします。

停止電力量の年間累計値が、当該年度の年間通告電力量の3%を超えた場合は、以下により算定される超過停止割戻料金を年度末月の基本料金から割り引くことといたします。

$$\text{超過停止割戻料金} = \text{超過停止電力量} \times \text{停止割戻料金単価}$$

$$\begin{aligned} \text{超過停止電力量} &= \text{年間停止電力量累計} \\ &\quad - \text{当該年度の年間通告電力量} \times 3\% \end{aligned}$$

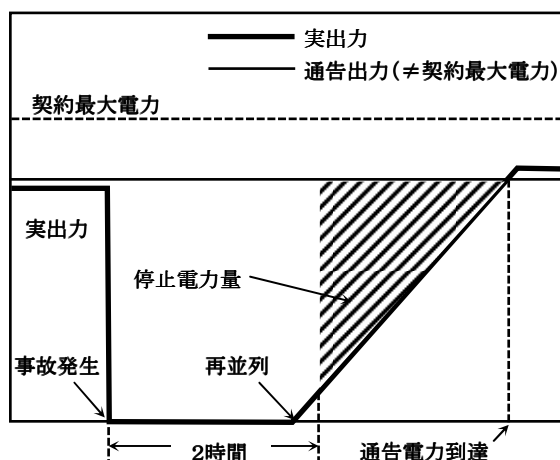
$$\text{停止割戻料金単価} = \frac{\text{当該年度の基本料金年額}}{\text{当該年度の年間通告電力量}}$$

- ・ 停止の事由が天変地異等やむを得ない事由による場合で、当社と協議のうえ当社が同意した場合は停止電力量の対象とはいたしません。
- ・ 停止が生じた場合は、落札者はすみやかにその原因となった事由および対策を報告するとともに発電設備の復旧に努めるものといたします。
- ・ 当社の電力需給状況・電力設備状況等の理由によらず、落札者の都合により通告変更した場合は、当社が設定した通告運用での運転が可能となるまでの期間、落札者の都合により変更した直前における通告電力量と実績受給電力量の差を停止電力量といたします。

※当社以外の一般電気事業者の系統に連系し、振替供給により当社へ供給する場合の停止電力量についても原則として同様の取り扱いといたします。

備 考

- ・ 停止電力量のイメージ



- ・ 「天変地異等やむを得ない事由」とは、以下の①～④の全ての条件を満たす例外的な事由を指し、主に地震、津波、火山活動等の自然災害、戦争、紛争、テロ、騒擾、内乱、反乱や落札者の責めとならない事故等とします。
 - ① 落札者によって制御できない事由であること。
 - ② 事由発生が、落札者の責めとならない事由であること。
 - ③ 落札者が事前に想定ができなかった事由であること。または、想定可能な事由の場合は、法令および本入札募集要綱等を踏まえた適切な対策を事前に講じているにもかかわらず、送電の全部または一部の停止を回避できなかった事由であること。
 - ④ 落札者が、当該事由発生時に適切な対策を講じたにもかかわらず、送電の全部または一部の停止を回避できなかった事由であること。
- ・ ただし、『4. 応札にあたり満たすべき条件』における耐震設計で想定している一般的な地震動および津波対策で想定している頻度の高い津波により停止が発生した場合は、停止電力量の対象とします。
- ・ また、耐震設計で想定している高レベルの地震動および津波対策で想定している最大クラスの津波に起因する事故等の免責については、被災日から12ヶ月間を免責期間の基準とし、復旧することを前提に協議するものとします（免責期間を超える期間は、原則停止電力量とします）。
- ・ この場合、落札者は誠意をもって被災からの復旧計画を作成し、当社へ提出するものとします。

要 綱

(8) 停電電力量，停止電力量に関する特例

『(6) 停電割戻料金』による停電電力量，および『(7) 超過停止割戻料金』による停止電力量について，落札者が他の電源やJEPX等から代替供給力を調達し当社に供給を行った場合，当該停電電力量および停止電力量から控除いたします。

- ・この取扱いは，契約内容や運用方法等について事前に落札者から具体的にご提示いただいたうえで，当社と協議が整った場合に適用するものといたします。

(9) 年間未達通告補償料金

当社の電力需給状況・電力設備状況等の理由により，通告変更した場合の通告電力量（変更後通告電力量）の年間合計値が，当該時間帯における通告計画にもとづく電力量（変更前通告電力量）の年間合計値を下回り，その差が契約最大電力に8，760時間を乗じて得た電力量の10％に相当する電力量を超えた場合（応札者が利用率変動許容性を±15％まで許容する場合は，契約最大電力に8，760時間を乗じて得た電力量の15％に相当する電力量を超えた場合）は，以下により算定される年間未達通告補償料金を年度末月の電力量料金にあわせてお支払いいたします。

$$\text{年間未達通告補償料金} = \text{年間未達通告電力量} \times \text{年間未達通告補償料金単価}$$

$$\begin{aligned} \text{年間未達通告電力量} &= \text{変更前通告電力量の年間合計値} \\ &\quad - \text{変更後通告電力量の年間合計値} \\ &\quad - (\text{契約最大電力} \times 8,760 \text{時間} \times 10\% \text{または} 15\%) \end{aligned}$$

$$\text{年間未達通告補償料金単価} = \text{第1種に適用する単価(当該年度実績平均値)}$$

- ・当社が通告変更した事由が，天変地異等やむを得ない事由による場合で，落札者と協議のうえ落札者が同意した場合は，年間未達通告電力量とはいたしません。

備 考

- 応札者が利用率変動許容性を±15%まで許容する場合とは、『4. 応札にあたり満たすべき条件（4）利用率変動許容性』に記載した契約最大電力に8,760時間を乗じて得た電力量の10%を超え、契約最大電力に8,760時間を乗じて得た電力量の15%まで許容する場合で、当社は『(様式5) 運用条件に係る事項』により確認します。

- 「天変地異等やむを得ない事由」とは、以下の①～④の全ての条件を満たす例外的な事由を指し、主に地震、津波、火山活動等の自然災害、戦争、紛争、テロ、騒擾、内乱、反乱や当社の責めとならない事故等とします。
 - ①当社によって制御できない事由であること。
 - ②事由発生が、当社の責めとならない事由であること。
 - ③当社が事前に想定ができなかった事由であること。または、想定可能な事由の場合は、法令および本入札募集要綱等を踏まえた適切な対策を事前に講じているにもかかわらず、通告変更を回避できなかった事由であること。
 - ④当社が、当該事由発生時に適切な対策を講じたにもかかわらず、通告変更を回避できなかった事由であること。

要 綱

(10) 試運転期間中の扱い

a. 試運転の実施

営業運転開始日の前に電力設備の健全性等を確認するために必要な期間、試運転を行うことができることといたします。

b. 試運転計画

試運転を行う場合、試運転を開始する30日前までに、当社に試運転計画を提出していただきます。

c. 試運転電力量の取扱い

当社は落札者が試運転電力の当社への供給を希望する場合、契約最大電力に応じた試運転電力を購入いたします。

料金は受給電力量に第1種に適用する単価を乗じた金額といたします。

(11) 二酸化炭素排出係数の扱い

落札者は毎年度の二酸化炭素排出係数の実績（以下「実績排出係数」といいます）を当社に報告していただきます。この場合、応札時に落札者が選択した二酸化炭素排出係数の調整方法にもとづき、以下のとおり調整していただきます。

a. 『当社が二酸化炭素排出係数の調整を実施』を選択した場合

- ・落札者は実績排出係数を毎年度当社へ報告していただきます。この場合、実績排出係数は、応札時に提出いただいた契約排出係数を超えないものといたします。
- ・落札者の実績排出係数が契約排出係数を超えた場合は、落札者が炭素クレジットを調達すること等によって実績排出係数を契約排出係数に調整することを原則といたします。
- ・ただし、落札者からの申し出により当社が実績排出係数を契約排出係数に調整する場合、実績排出係数と契約排出係数との差に当該年度の受給電力量および炭素クレジットの市場価格を乗じた金額を当該年度の翌年度末の基本料金から割り引くことといたします。
- ・なお、実績排出係数が契約排出係数を超えた場合で、その事由が、当社の通告によって運転停止・出力抑制を行った結果、運転効率が悪化したため等、落札者の責めとならない事由であると認められる場合は、この限りではありません。

備 考

- 当社が試運転電力を購入する場合、受給条件の詳細は協議により定めるものとします。
- 実績排出係数は、別冊の『電力受給の標準契約書（標準契約書A第28条，標準契約書B第32条）』にもとづき落札者が毎年度報告し，当社が確認するものとします。
- 炭素クレジットの市場価格は，原則として発行済み炭素クレジットの代表的な価格指標である欧州気候取引所（ECX：European Climate Exchange）における認証排出削減量（CER：Certified Emission Reductions）の先物取引の期近商品の価格を用いることとし，当該年度の各日の終値の平均値とします。
- なお，将来の炭素クレジットの市場動向によっては，市場価格のベンチマークを見直すことがあります。
- 契約供給期間における最終年度の実績排出係数が契約排出係数を越えた場合で，落札者からの申し出により当社が調整する場合，契約供給期間終了後1年以内に別途定める方法により精算するものとします。

要 綱

b. 『応札者側が二酸化炭素排出係数の調整を実施』を選択した場合

- ・ 落札者側で基準排出係数に調整したうえで、調整後の値を毎年度当社へ報告していただきます。
- ・ ただし、炭素クレジットを調達すること等によっても、基準排出係数に調整できない場合、実績排出係数と基準排出係数との差に当該年度の受給電力量および炭素クレジットの市場価格を乗じた金額を当該年度の翌年度末の基本料金から割り引くことといたします。
- ・ なお、実績排出係数を基準排出係数に調整できなかった理由が落札者の責めとならない事由であると認められる場合は、この限りではありません。

(12) 供給開始年月の変更

供給開始年月は、応札時に落札者が設定したものといたします。

- ・ 契約締結後、すみやかに協議のうえ、相互に工事予定表を提出し合うことといたします。なお、供給開始にあたり工事が発生しない場合はこの限りではありません。
- ・ 落札者と当社は、それぞれの工程が効率的に進むよう、変更がある場合はただちに連絡する等、相互に連絡を取り合い協力するものといたします。
- ・ 契約締結後、やむを得ない事由が生じた場合、供給開始年月を繰り延べることができるものといたしますが、原則として供給開始年月より12ヶ月までといたします。
- ・ 供給開始年月の繰り延べを申し出た者（以下「繰延申出者」といい、相手方の責めに帰すべき事由にもとづき繰り延べを申し出た場合は、その相手方といたします）が以下の補償を行うものといたします。

➤ 補償の内容

- ・ 繰延申出者は、相手方に対して、供給開始繰り延べ1日ごとに契約最大電力に13,700円/kWを乗じた補償金を支払うものといたします。
- ・ 繰延申出者が落札者の場合、上記の補償金は契約保証金から充当（供給開始時に残額を返却）いたします。

備 考

- ・ 当社が指定する基準排出係数とは、その時点における最新の「地球温暖化対策の推進に関する法律（温対法）に基づく政府及び地方公共団体実行計画における温室効果ガス総排出量算定に用いる代替値」とします。
 - ・ 実績排出係数は、別冊の『電力受給の標準契約書（標準契約書A第28条，標準契約書B第32条）』にもとづき落札者が毎年度報告し，当社が確認するものとします。
 - ・ 炭素クレジットの市場価格は，原則として発行済み炭素クレジットの代表的な価格指標である欧州気候取引所（ECX：European Climate Exchange）における認証排出削減量（CER：Certified Emission Reductions）の先物取引の期近商品の価格を用いることとし，当該年度の各日の終値の平均値とします。
 - ・ なお，将来の炭素クレジットの市場動向によっては，市場価格のベンチマークを見直すことがあります。
 - ・ 契約供給期間における最終年度の実績排出係数を基準排出係数に調整できない場合，契約供給期間終了後1年以内に別途定める方法により精算するものとします。
-
- ・ 電力需給状況が緩和し，落札者の供給開始によって当社の供給力が過剰となる場合等において，当社は繰り延べを申し出ることがあります。
 - ・ 契約締結後，供給開始年月の繰り上げが可能となった場合の扱いは協議するものとしますが，募集電源1は平成32年6月を，募集電源2は平成35年6月を限度とします。
 - ・ ただし，上記の供給開始年月よりさらに前倒しが可能となり，落札者が当社への供給を希望する場合，入札による契約とは別契約として協議するものとします。
 - ・ 「12ヶ月を超える繰り延べ」が判明した場合，『(13) 契約の解約』のやむをえない事由とします。
-
- ・ 供給開始繰り延べに対する補償はこの補償に限るものとします。

要 綱

- ただし、以下の事由による場合は、補償を免責されるものといたします。
 - ・ 天変地異等やむを得ない事由により繰り延べとなる場合で両社が合意した場合。
 - ・ 落札者の責めとならない地域事情等の事由により、発電所の建設が遅延した場合で、落札者が変更を申し出た時期が契約締結後1年以内の場合。
 - ・ 当社の責めとならない用地事情等の事由により、系統アクセス設備の建設が遅延した場合で、当社が変更を申し出た時期が契約締結後1年以内の場合(ただし、発電所建設の地元同意が得られていないため当社が契約締結後すみやかに用地交渉に入れない場合は、発電所建設の地元同意後1年以内とする場合があります)。

備 考

- ・ 「天変地異等やむを得ない事由」とは、以下の①～④の全ての条件を満たす例外的な事由を指し、主に地震、津波、火山活動等の自然災害、戦争、紛争、テロ、騒擾、内乱、反乱や繰延申出者の責めとならない事故等とします。
 - ① 繰延申出者によって制御できない事由であること。
 - ② 事由発生が、繰延申出者の責めとならない事由であること。
 - ③ 繰延申出者が事前に想定ができなかった事由であること。または、想定可能な事由の場合は、法令および本入札募集要綱等を踏まえた適切な対策を事前に講じているにもかかわらず、供給開始年月の繰り延べを回避できなかった事由であること。
 - ④ 繰延申出者が、当該事由発生時に適切な対策を講じたにもかかわらず、供給開始年月の繰り延べを回避できなかった事由であること。

要 綱

(13) 契約の解約

当社または落札者のいずれか一方にやむをえない事由が生じた場合、契約を解約できるものいたします（解約の時期が供給開始後であるときは、原則として7年前までに相手方に申し出るものいたします）。

- ・ 契約を解約する場合は申し出た者（以下「解約申出者」といいます）が相手方に以下の補償を行うものいたします。
- ・ ただし、契約を第三者へ承継可能な場合で相手方がそれを認めた場合についてはこの限りではありません。
- ・ なお、契約の解約にあたっては、電力の安定供給に支障を来さないよう、当社および落札者は、最大限の配慮をするものいたします。
- a. 供給開始前の解約の場合
 - ・ 契約の解約の時期が供給開始前の場合は、以下の補償を行うものいたします。
 - 補償の内容
 - ・ 落札者が申し出た場合は、契約保証金に相当する金額を違約金として支払っていただくとともに、系統アクセス工事に要した費用の実費を補償していただきます。
 - ・ 当社が申し出た場合は、解約によって通常生ずべき落札者の損失を補償いたします。
 - ただし、以下の事由による場合は、補償を免責されるものいたします。
 - ・ 天変地異等やむを得ない事由により解約となる場合で両者が合意した場合。
 - ・ 落札者の責めとならない地域事情等の事由により、発電所の建設の見通しがたたずにやむを得ず解約する場合で、解約を申し出た時期が契約締結後1年以内の場合。
 - ・ 当社の責めとならない用地事情等の事由により、系統アクセス設備の建設の見通しがたたずにやむを得ず解約する場合で、解約を申し出た時期が契約締結後1年以内の場合（ただし、発電所建設の地元同意が得られていないため当社が契約締結後すみやかに用地交渉に入れられない場合は、発電所建設の地元同意後1年以内とする場合があります）。

備 考

- 解約申出者が落札者の場合、実際に系統アクセスの工事を行わなかった場合でも、測量・調査等に費用を要したときは、その実費を落札者からの補償の対象とします。
- 供給開始前の解約に伴う補償には、解約により生じる相手方の逸失利益の喪失は含みません。
- 「天変地異等やむを得ない事由」とは、以下の①～④の全ての条件を満たす例外的な事由を指し、主に地震、津波、火山活動等の自然災害、戦争、紛争、テロ、騒擾、内乱、反乱や解約申出者の責めとならない事故等とします。
 - ① 解約申出者によって制御できない事由であること。
 - ② 事由発生が、解約申出者の責めとならない事由であること。
 - ③ 解約申出者が事前に想定ができなかった事由であること。または、想定可能な事由の場合は、法令および本入札募集要綱等を踏まえた適切な対策を事前に講じているにもかかわらず、解約を回避できなかった事由であること。
 - ④ 解約申出者が、当該事由発生時に適切な対策を講じたにもかかわらず、解約を回避できなかった事由であること。
- 契約保証金をお預かりしている場合で、以下の場合は、契約保証金を返却します。
 - 落札者が解約を申し出た場合で、補償を免責される場合。
 - 当社が解約を申し出た場合。

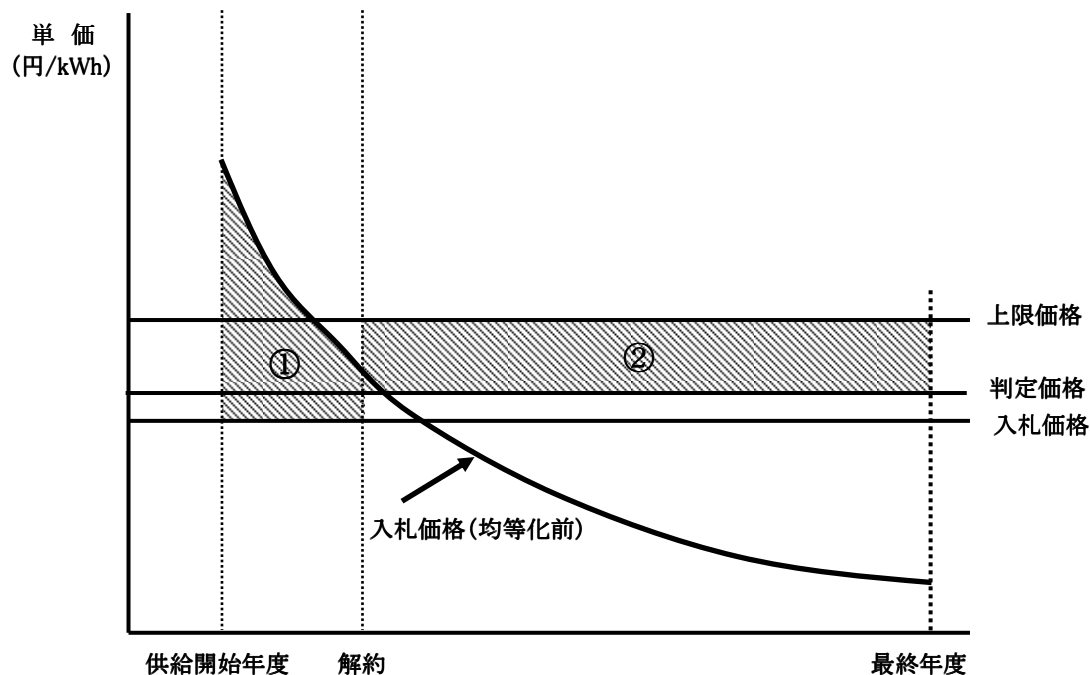
要 綱

b. 供給開始後の解約の場合

- ・落札者が申し出た場合は、以下の補償をしていただきます。
- ① 供給開始後、解約時点までの各年度ごとの『(様式8) 入札価格計算書』のI欄の値と入札価格(契約供給期間で均等化した価格)に対応する金額との差額〔精算額〕
- ② 上限価格と判定価格(いずれも契約供給期間で均等化した価格)との差額の残存契約期間に対応する金額〔逸失利益の補償額〕
- ③ 系統アクセス設備の残存価額および撤去費用〔実費補償額〕
 - ・②については、残存契約期間が7年を超える場合、解約時点から7年間分を上限といたします。
 - ・解約の事由が落札者の責めとならない場合は、上記②は適用しないものといたします。
 - ・①〔精算額〕, ②〔逸失利益の補償額〕の金額は解約時点の価値に換算いたします
- ・当社が申し出た場合は、解約によって通常生ずべき落札者の損失を補償いたします。

備 考

〔概念図〕



- ③の系統アクセス設備に関する補償は、資本費については電源線等工事費の負担金をお支払いしていただきますので、主に撤去費用が対象となります。詳細の取扱いについては、当社託送供給約款によるものとします。
- 当社託送供給約款は、当社ホームページ上の以下のアドレスに掲載しています。
(約款・要綱)
<http://www.tohoku-epco.co.jp/jiyuka/setsuzoku/8-1.htm>
- 当社が実施する補償で、解約の事由が当社の責めである場合は、落札者の逸失利益の喪失も含むものとします。

要 綱

(14) 契約の解除

当社または落札者のいずれか一方が、契約を遵守することを著しく怠った場合は、その相手方が契約履行の催告を行うものいたします。

催告後、30日を経過しても契約履行がなされなかった場合、相手方の責めに帰すべき事由として、契約を解除できるものいたします。

当社または落札者のいずれか一方が、破産手続、民事再生手続、会社更生手続、特別清算もしくはその他の倒産関連法規にもとづく手続き開始の申立てまたは解散の決議を行ったときは、他方は相手方の責めに帰すべき事由として、契約を解除できるものいたします。

- ・この場合、その責めに帰すべき者が相手方に対し、契約の解約に準じた補償を行うものいたします。
- ・なお、契約の解除にあたっては、電力の安定供給に支障を来たさないよう、当社および落札者は、最大限の配慮をするものいたします。

(15) 契約供給期間満了後の扱い

当社または落札者が契約供給期間満了日の3年前までに期間の延長を申し出た場合、その相手方は契約延長の協議に応じるものいたします。

契約供給期間満了後は、当社へ販売するほかに、契約の全部または一部を当社以外に販売することも可能いたします。

(16) 契約の承継

当社または落札者が、第三者と合併し、またはその事業の全部もしくはこの契約に関係のある部分を第三者に譲渡するときは、あらかじめ相手方の承認を得たうえで、この契約をその第三者に承継させるものいたします。

備 考

要 綱

10. 発電余力の活用

(1) 発電余力の活用

発電余力については、新電力への卸売供給等（以下「余力活用」といいます）を行うことができるものといたします。

- ・ 余力活用を行う場合、余力活用を理由として卸供給契約上の当社の権利が不当に損なわれることがないよう、当社への卸供給に支障を来たさない範囲内としていただきます。

(2) 電力量の仕訳に係る順位

受電地点において、当社への卸供給電力量とそれ以外の電力量を同一計量する場合は、当該計量に係る一般電気事業者の託送供給約款にもとづき、電力量の仕訳に係る順位（以下「順位」といいます）を設定していただきます。

- ・ 当社への卸供給電力量の順位は J E P X の運営するスポット取引、時間前取引および先渡市場取引に次ぐ最上位かつ単独の順位としていただきます。
- ・ 当社の系統に連系する場合で、落札した発電設備が A F C 機能を具備し、当社が A F C 機能による出力変動を要請している時間帯については、最下位かつ単独の順位としていただきます。

備 考

- 余力活用の供給先は、落札者が自由に選択することができることとします。
- 当社への卸供給に支障を来たさないよう、自治体との協定等による年間のNO_x・SO_x等の排出枠および燃料調達面等に留意してください。
- 余力活用を行う場合の具体的な条件は、「卸・IPP電源の発電余力活用の具体的スキームについて（平成23年11月資源エネルギー庁策定）」にもとづくものとします。

要 綱

(3) 余力活用により当社通告を遵守できなかった場合の扱い

- ・ 余力活用時に未達が生じた場合であって、その未達の発生事由が、落札者の故意または過失によることが判明した場合には、その未達については通告未達割戻料金ではなく、以下により算定される余力活用補償料金を当該月の基本料金から割り引くことといたします。

$$\text{余力活用補償料金} = \text{余力活用補償電力量} \times \text{余力活用補償料金単価}$$

$$\text{余力活用補償電力量} = \text{通告電力量} - \text{実績受給電力量}$$

$$\text{余力活用補償料金単価} = \frac{\text{当該年度の基本料金年額}}{\text{当該年度の年間通告電力量}} \times 3$$

- ・ あわせて当社は落札者に対して、当社の通告を遵守するよう催告いたします。

備 考

- ・ 通告未達割戻料金については『9. 契約条件（5） 通告未達割戻料金』を参照してください。

要 綱

1 1 . その他

(1) 計量について

原則として、受給電力量の計量については以下のとおりといたします。

a. 当社の系統に連系する場合

- ① 当社は、受電地点ごとに取り付けた記録型計量器により受電電圧と同位の電圧で、30分単位で計量いたします。
- ② 記録型計量器、その他計量に必要な付属装置（計量器箱、変成器、変成器の二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）および区分装置（力率測定時間を区分する装置等をいいます）は、原則として、当社の所有とし、当社で取り付けるものといたします。また、当社は、その工事費（その他計量に必要な付属装置を共用する場合は、当該共用設備の設置に要する工事費を折半したものといたします）の全額を工事費負担金として落札者から申し受けることといたします。ただし、落札者が施設するものについては、当社が無償で使用できるものといたします。
- ③ 記録型計量器、その他計量に必要な付属装置および区分装置の取付位置は、適正な計量ができ、かつ、検査ならびに取付けおよび取外し工事が容易な場所とし、落札者と当社との協議により定めるものといたします。
- ④ 記録型計量器、その他計量に必要な付属装置および区分装置の取付位置は、落札者から無償で提供していただきます。
- ⑤ 落札者の希望により記録型計量器、その他計量に必要な付属装置および区分装置の取付位置を変更し、またはこれに準ずる工事を実施する場合、当社は、実費相当額（その他計量に必要な付属装置を共用する場合も実費相当額の全額といたします）を落札者から申し受けることといたします。
- ⑥ 法令により記録型計量器およびその他計量に必要な付属装置を取り替える場合、当社は、その工事費（その他計量に必要な付属装置を共用する場合は、当該共用設備の取り替えに要する工事費を折半したものといたします）の全額を工事費負担金として落札者から申し受けることといたします。

備 考

- ・ 受給電力量の計量は当社が行うものとしませんが、落札者が電力の受給について必要な事項を記録したもの（発電日誌等）を、当社の求めに応じて提出していただく場合があります。

要 綱

b. 当社以外の一般電気事業者の系統に連系する場合

- ・当該一般電気事業者の託送供給約款および系統利用ルールによるものいたします。

(2) 通信設備等の施設について

原則として、給電指令上必要な通信設備等については以下のとおりいたします。

a. 当社の系統に連系する場合

- ・当社の託送供給約款によるものいたします。

b. 当社以外の一般電気事業者の系統に連系する場合

- ・当該一般電気事業者の託送供給約款および系統利用ルールによるものいたします。

(3) 発電設備停止中の所内電力の扱い

発電設備停止中の所内電力は、当社または新電力等からの購入等により、落札者自らが調達していただきます。

(4) 子会社、合弁会社等の扱い

当社との間で契約を締結する相手方（契約の承継者を含む）が、電力卸供給を行うことを目的とした子会社、合弁会社等である場合は、その出資者である事業者から「連帯保証状」を提出していただきます。

備 考

- 当該一般電気事業者の託送供給約款および系統利用ルールは、当該一般電気事業者のホームページ等でご確認ください。

- 当社の託送供給約款は、当社ホームページ上の以下のアドレスに掲載しています。
(約款・要綱)
<http://www.tohoku-epco.co.jp/jiyuka/setsuzoku/8-1.htm>

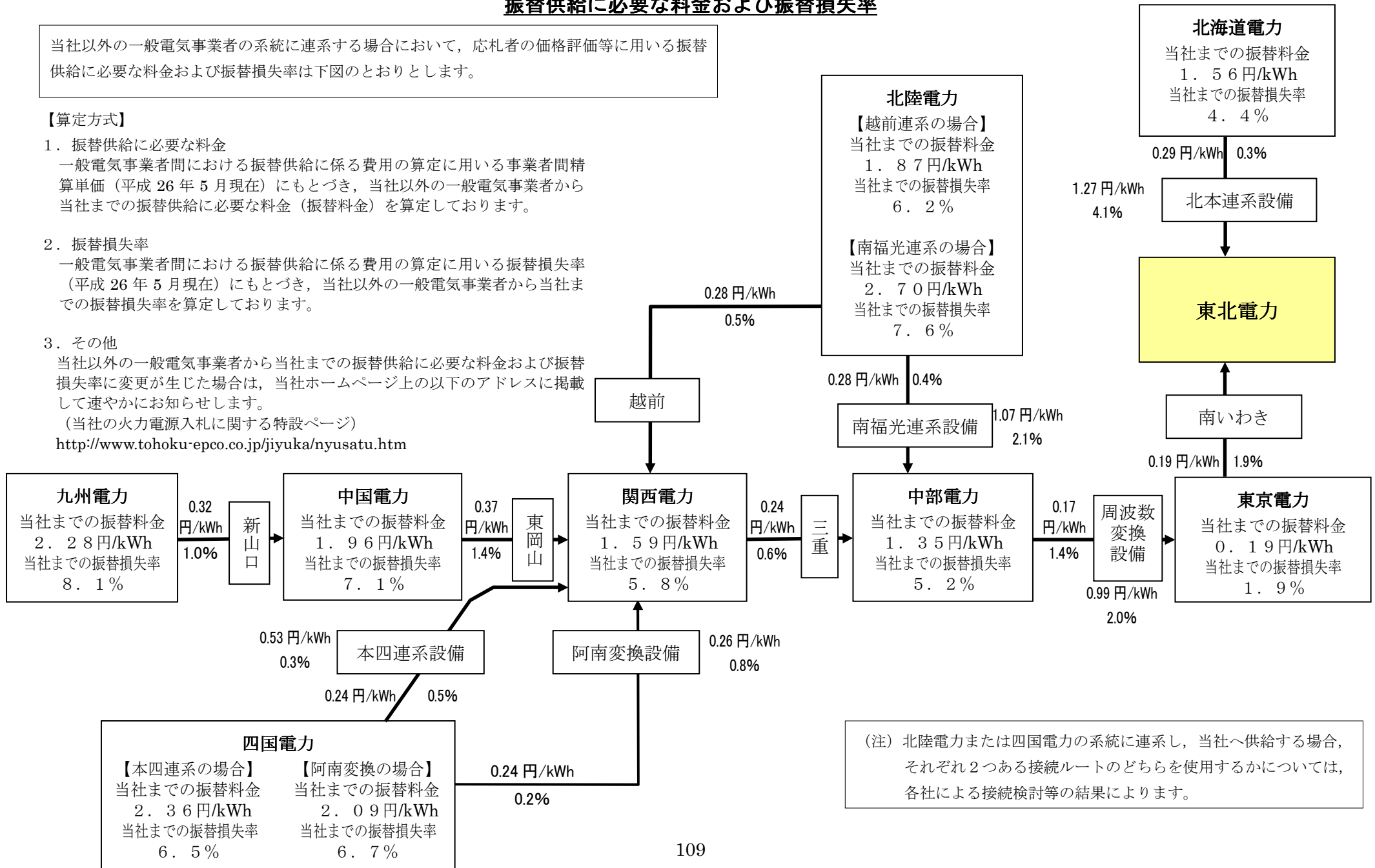
- 応札者は、発電設備停止中の所内電力を調達する費用を入札価格に含めてください。

振替供給に必要な料金および振替損失率

当社以外の一般電気事業者の系統に連系する場合において、応札者の価格評価等に用いる振替供給に必要な料金および振替損失率は下図のとおりとします。

【算定方式】

- 振替供給に必要な料金
一般電気事業者間における振替供給に係る費用の算定に用いる事業者間精算単価（平成 26 年 5 月現在）にもとづき、当社以外の一般電気事業者から当社までの振替供給に必要な料金（振替料金）を算定しております。
- 振替損失率
一般電気事業者間における振替供給に係る費用の算定に用いる振替損失率（平成 26 年 5 月現在）にもとづき、当社以外の一般電気事業者から当社までの振替損失率を算定しております。
- その他
当社以外の一般電気事業者から当社までの振替供給に必要な料金および振替損失率に変更が生じた場合は、当社ホームページ上の以下のアドレスに掲載して速やかにお知らせします。
（当社の火力電源入札に関する特設ページ）
<http://www.tohoku-epco.co.jp/jiyuka/nyusatu.htm>



（注）北陸電力または四国電力の系統に連系し、当社へ供給する場合、それぞれ2つある接続ルートのうちどちらを使用するかについては、各社による接続検討等の結果によります。

系統アクセスに関する手続き等の流れ

1	事前相談
<p>○当社の系統への連系に関するご質問（連系可能容量（目安）、連系点までの直線距離等）については、系統アクセス対応窓口で受付します。なお、具体的な地点における更なる詳細な連系可能容量や電源線施設および系統増強に係るコストおよび工期等については、受電側接続検討が必要となります。</p> <p>○系統アクセス対応窓口は、当社への卸供給以外の卸売供給がある場合は本店 ネットワークサービスセンター、それ以外の場合は本店 お客さま本部 営業部 電力契約グループ（火力入札担当）となります。</p> <p>【系統アクセス対応窓口】 〒 9 8 0 - 8 5 5 0 宮城県仙台市青葉区本町一丁目 7 番 1 号 本店 ネットワークサービスセンター TEL:022-268-6896 本店 お客さま本部 営業部 電力契約グループ（火力入札担当） TEL:022-799-6203</p> <p><注意事項> 検討結果は、原則として事前相談の申込みから 1 ヶ月以内に系統アクセス対応窓口より回答します。なお、『2.受電側接続検討の申込み』から手続きを行うことも可能です。</p>	
↓	
2	受電側接続検討の申込み
<p>○受電側接続検討申込書に必要な事項を記載のうえ、系統アクセス対応窓口に申込みください。 ※受電側接続検討申込書は、当社ホームページ上の以下のアドレスに掲載しています。 http://www.tohoku-epco.co.jp/jiyuka/mousikomi.htm</p> <p><注意事項> 検討結果は、原則として受電側接続検討の申込みから 3 ヶ月以内に系統アクセス対応窓口より回答します。受電側接続検討は、『6. 契約申込書（入札用暫定）の発行』に先立ち終了していることが必要となります。</p>	
↓	
3	検討料
<p>○系統アクセス対応窓口は、1 発電場所（受電地点）1 検討につき 2 1 万 6 千円を検討料として、受電側接続検討の申込み時に申し受けます。なお、一旦申し受けた検討料の返金はできません。</p> <p>※同一の発電場所において、容量別に複数の受電側接続検討を行う場合は、それぞれを 1 検討とし 2 1 万 6 千円の検討料を申し受けます。</p> <p>※アグリゲーションにより応札する場合は、発電場所ごとにそれぞれを 1 検討とし 2 1 万 6 千円の検討料を申し受けます。</p> <p>○ただし、以下に該当する場合は、検討料を申し受けません。</p> <p>①特別高圧・高圧電線路に連系する電源で発電設備出力が 5 0 k W 未満の場合 ②受電側接続検討履歴があり、既回答内容で連系可能な場合 ③特別高圧・高圧電線路に連系する電源で以下の 4 項目全てに該当する場合</p> <p style="margin-left: 20px;">a. 発電設備が連系されていること b. アクセス線工事が不要であること c. 工事費積算が必要な場合、計量器・自動検針に限定したものであること d. 安定度等の特殊検討が不要であること</p>	

(次項に続く)



4	受電側接続検討
<p>○当社は、応札者の設置する発電設備を当社の特別高圧・高圧電線路に系統連系するにあたり、他の事業者や当社電力系統に影響がないか、技術的な検討等を行います。</p> <p>○その際、受電側接続検討に必要なデータを追加で系統アクセス対応窓口へ提出していただく場合があります。</p>	



5	受電側接続検討の回答
<p>○発電設備を系統に連系するために必要となる系統アクセス工事の概要、概算工事費、工事費負担金概算額および所要工期等を系統アクセス対応窓口より回答します。</p> <p>○受電側接続検討の回答については、系統連系を保証するものではありません。</p>	



6	契約申込書（入札用暫定）の発行
<p>○受電側接続検討回答時、系統アクセス対応窓口より「契約申込書（入札用暫定）」を発行しますので、必要な事項を記載のうえ、応札に先立ち、入札関係対応窓口へ申込みください。</p> <p>【入札関係対応窓口】 〒 980-8550 宮城県仙台市青葉区本町一丁目7番1号 本店 お客さま本部 営業部 電力契約グループ（火力入札担当） TEL:022-799-6203</p> <p>○契約申込書（入札用暫定）の受付時に前提とした系統の条件に変更がある等の場合、あらためて受電側接続検討が必要となる場合があります。あらためて受電側接続検討が必要となる場合、1検討につき21万6千円の検討料を再度申し受けます。</p> <p>○契約申込書（入札用暫定）の受付時に入札関係対応窓口より、入札時の提出書類として必要となる「契約申込書（入札用暫定）受領書」を発行します。なお、契約申込書（入札用暫定）を申込みした事業者が落札者とならなかった場合、当該事業者の契約申込書（入札用暫定）は無効となります。</p> <p><注意事項> 当社の系統に既連系済みまたは連系承諾済みで未連系の場合の契約申込書（入札用暫定）の発行については、入札関係対応窓口へ相談ください。</p>	



応札

評価時における電源線等工事費（特定負担分）
および電源線等以外工事費（一般負担分）の調整

(1) 評価時における価格調整について

受電側接続検討に際しては、当該事業者が単独で系統に連系する場合の所要額を回答します。ただし、受電側接続検討時に予測し得ない以下のような事例が生じた場合には、評価時において電源線等工事費（特定負担分）および電源線等以外工事費（一般負担分）について再算定を行い、入札価格および評価価格を調整します。

なお、ここでの各工事費および年経費は、当社への卸供給（入札分）に係る金額とします。

(受電側接続検討時に予測し得ない事例)

- ・ 同一系統に複数の事業者が応札する場合
- ・ 入札募集期間終了までに入札電源以外の契約申込みがあった場合 等

(2) 調整後の電源線等工事費（特定負担分）の単価の算定方法

(算定式)

調整後の電源線等工事費（特定負担分）の単価（円／kWh）

= 『(様式8) 入札価格計算書』に記載した電源線等工事費（特定負担分）の単価
（円／kWh）

×再算定後の電源線等工事費（特定負担分）（千円）

÷受電側接続検討時の電源線等工事費（特定負担分）（千円）

※小数点以下第2位までとし、小数点以下第3位を四捨五入します。

(3) 調整後の電源線等以外工事費（一般負担分）の単価の算定方法（評価過程のみに適用）

(算定式)

調整後の電源線等以外工事費（一般負担分）の単価（円／kWh）

=再算定後の電源線等以外工事費（一般負担分）の均等化年経費（千円）×1,000
÷年間契約基準電力量（kWh）

※小数点以下第2位までとし、小数点以下第3位を四捨五入します。

アグリゲーションによる場合の算定方法

アグリゲーションによる場合、事業者は複数電源を自由に組み合わせて供給を行うことができますが、以下の方法で契約最大電力の値に達するまで同時最大受電電力を先取りして評価いたします。

	具体例	算定方法												
①二酸化炭素排出係数	契約最大電力=10 (万 kW) <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>二酸化炭素排出係数 (kg-CO₂/kWh)</th> <th>同時最大受電電力 (万 kW)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>A 発電所</td> <td>0.800</td> <td>6</td> </tr> <tr> <td>B 発電所</td> <td>0.600</td> <td>5</td> </tr> <tr> <td>C 発電所</td> <td>0.400</td> <td>7</td> </tr> </tbody> </table>		二酸化炭素排出係数 (kg-CO ₂ /kWh)	同時最大受電電力 (万 kW)	A 発電所	0.800	6	B 発電所	0.600	5	C 発電所	0.400	7	二酸化炭素排出係数の高い電源から順に契約最大電力の値に達するまで同時最大受電電力を先取りして算定 $\frac{(0.800 \text{ (kg-CO}_2\text{/kWh)} \times 6 \text{ (万 kW)} + 0.600 \text{ (kg-CO}_2\text{/kWh)} \times (10 \text{ (万 kW)} - 6 \text{ (万 kW))})}{(A \text{ 発電所}) \quad (B \text{ 発電所})} \div 10 \text{ (万 kW)}$ $= 0.72 \text{ (kg-CO}_2\text{/kWh)}$
	二酸化炭素排出係数 (kg-CO ₂ /kWh)	同時最大受電電力 (万 kW)												
A 発電所	0.800	6												
B 発電所	0.600	5												
C 発電所	0.400	7												
②需要地近接性評価	契約最大電力=10 (万 kW) <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>需要地近接性評価 (円/kWh)</th> <th>同時最大受電電力 (万 kW)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>A 発電所</td> <td>0.19</td> <td>6</td> </tr> <tr> <td>B 発電所</td> <td>0.19</td> <td>5</td> </tr> <tr> <td>C 発電所</td> <td>—</td> <td>7</td> </tr> </tbody> </table>		需要地近接性評価 (円/kWh)	同時最大受電電力 (万 kW)	A 発電所	0.19	6	B 発電所	0.19	5	C 発電所	—	7	需要地近接性評価が適用されない電源から順に契約最大電力の値に達するまで同時最大受電電力を先取りして算定 $0.19 \text{ (円/kWh)} \times (10 \text{ (万 kW)} - 7 \text{ (万 kW)}) \div 10 \text{ (万 kW)}$ $= 0.06 \text{ (円/kWh)}$
	需要地近接性評価 (円/kWh)	同時最大受電電力 (万 kW)												
A 発電所	0.19	6												
B 発電所	0.19	5												
C 発電所	—	7												
③電源線等工事費単価 (特定負担分) [再算定時]	契約最大電力=10 (万 kW) 入札価格における電源線等工事費単価 (発電所共通) =0.10 (円/kWh) <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>電源線等工事費単価の上昇率 (倍)</th> <th>同時最大受電電力 (万 kW)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>A 発電所</td> <td>1.0690</td> <td>6</td> </tr> <tr> <td>B 発電所</td> <td>1.0400</td> <td>5</td> </tr> <tr> <td>C 発電所</td> <td>1.0000</td> <td>7</td> </tr> </tbody> </table>		電源線等工事費単価の上昇率 (倍)	同時最大受電電力 (万 kW)	A 発電所	1.0690	6	B 発電所	1.0400	5	C 発電所	1.0000	7	電源線等工事費 (特定負担分) 単価の上昇率の高い電源から順に契約最大電力の値に達するまで同時最大受電電力を先取りして算定 $\frac{(0.10 \text{ (円/kWh)} \times 1.0690 \text{ (倍)} \times 6 \text{ (万 kW)} + 0.10 \text{ (円/kWh)} \times 1.0400 \text{ (倍)} \times (10 \text{ (万 kW)} - 6 \text{ (万 kW))})}{(A \text{ 発電所}) \quad (B \text{ 発電所})} \div 10 \text{ (万 kW)}$ $= 0.11 \text{ (円/kWh)}$ <p>※電源線等工事費 (特定負担分) 単価の上昇率とは『(別紙3) 評価時における電源線等工事費 (特定負担分) および電源線等以外工事費 (一般負担分) の調整』における「再算定後の電源線等工事費 (特定負担分) (千円) ÷ 受電側接続検討時の電源線等工事費 (特定負担分) (千円)」をいい、小数点以下第4位までとし、小数点以下第5位を四捨五入した値とします。</p>
	電源線等工事費単価の上昇率 (倍)	同時最大受電電力 (万 kW)												
A 発電所	1.0690	6												
B 発電所	1.0400	5												
C 発電所	1.0000	7												
④電源線等以外工事費単価 (一般負担分)	契約最大電力=10 (万 kW) 年間契約基準電力量=6.57 (億 kWh) <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>均等化年経費 (億円)</th> <th>同時最大受電電力 (万 kW)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>A 発電所</td> <td>0.3</td> <td>6</td> </tr> <tr> <td>B 発電所</td> <td>0.4</td> <td>5</td> </tr> <tr> <td>C 発電所</td> <td>0.5</td> <td>7</td> </tr> </tbody> </table> <p>* 電源線等以外工事費単価 (一般負担分) = 均等化年経費の合計 ÷ 年間契約基準電力量</p>		均等化年経費 (億円)	同時最大受電電力 (万 kW)	A 発電所	0.3	6	B 発電所	0.4	5	C 発電所	0.5	7	均等化年経費の高い電源から順に契約最大電力の値に達するまで同時最大受電電力を先取りして算定 ・ 均等化年経費 $\frac{(0.5 \text{ (億円)} \times 7 \text{ (万 kW)} + 0.4 \text{ (億円)} \times (10 \text{ (万 kW)} - 7 \text{ (万 kW))})}{(C \text{ 発電所}) \quad (B \text{ 発電所})} \div 10 \text{ (万 kW)}$ $= 0.47 \text{ (億円)}$ ・ 電源線等以外工事費単価 (一般負担分) $0.47 \text{ (億円)} \div 6.57 \text{ (億 kWh)}$ $= 0.07 \text{ (円/kWh)}$ <p>※再算定を行う場合は、再算定後の均等化年経費にて算定します。</p>
	均等化年経費 (億円)	同時最大受電電力 (万 kW)												
A 発電所	0.3	6												
B 発電所	0.4	5												
C 発電所	0.5	7												
⑤当社以外の一般電気事業者の系統に連系する場合の評価価格	契約最大電力=10 (万 kW) 入札価格 (発電所共通) =9.0 (円/kWh) <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>評価価格 (円/kWh)</th> <th>同時最大受電電力 (万 kW)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>A 発電所</td> <td>9.31</td> <td>6</td> </tr> <tr> <td>B 発電所</td> <td>11.02</td> <td>5</td> </tr> <tr> <td>C 発電所</td> <td>11.33</td> <td>7</td> </tr> </tbody> </table> <p>* 評価価格 = 入札価格 ÷ (1 - 振替損失率) + 振替供給に必要な料金</p>		評価価格 (円/kWh)	同時最大受電電力 (万 kW)	A 発電所	9.31	6	B 発電所	11.02	5	C 発電所	11.33	7	評価価格の高い電源から順に契約最大電力の値に達するまで同時最大受電電力を先取りして算定 $\frac{(11.33 \text{ (円/kWh)} \times 7 \text{ (万 kW)} + 11.02 \text{ (円/kWh)} \times (10 \text{ (万 kW)} - 7 \text{ (万 kW))})}{(C \text{ 発電所}) \quad (B \text{ 発電所})} \div 10 \text{ (万 kW)}$ $= 11.24 \text{ (円/kWh)}$
	評価価格 (円/kWh)	同時最大受電電力 (万 kW)												
A 発電所	9.31	6												
B 発電所	11.02	5												
C 発電所	11.33	7												

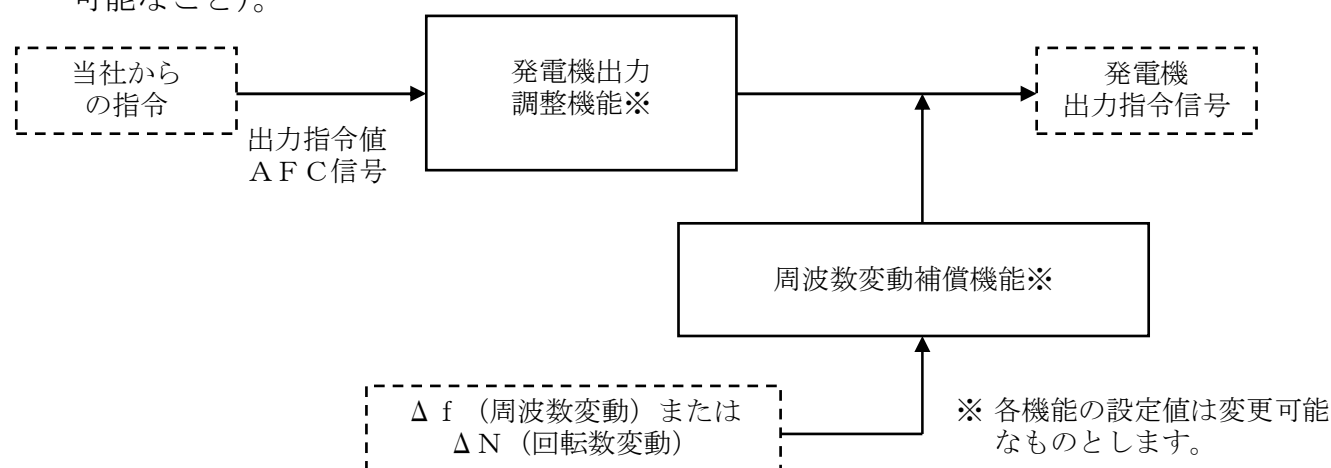
周波数調整機能に関する具体的要件

「周波数調整に参加するもの」とは、以下の3つの周波数調整機能の全てを具備し、当社の周波数調整に参加することをいいます。

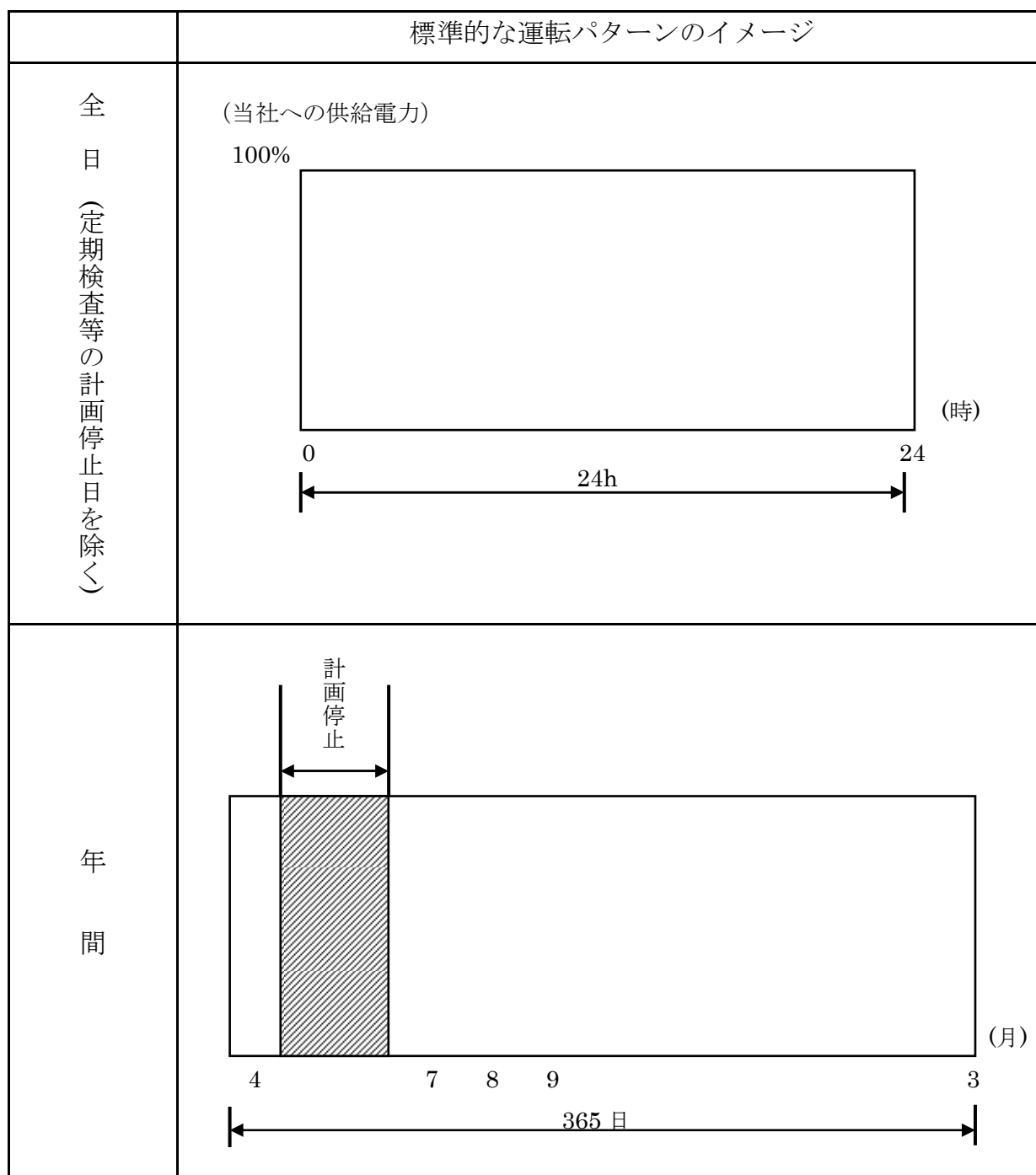
ただし、契約最大電力10万kW未満の場合は、ガバナフリー運転および周波数変動補償機能を具備していただくことで周波数調整機能に関する具体的要件を満たすこととします。

【周波数調整機能】

- ガバナフリー運転
 - ・タービンの调速機（ガバナ）が系統周波数の変動に応じて発電機出力を変化させるように運転（ガバナフリー運転）する機能（調定率4～5%）を具備していること。
 - ・ロードリミッターまでの余裕を5%以上確保すること。
- AFC（Automatic Frequency Control：自動周波数制御）機能
 - ・当社からの5秒程度の周期で変化するAFC信号に連続的に追従し、出力を±5%以上（応動速度：（定格出力の3%/分）以上）変動させる機能を具備していること。
 - ・AFC動作可能な出力範囲は、上限は契約最大電力の95%以上とし、下限は契約最大電力の50%以下であること。
 - ・AFC動作可能な出力範囲は3分割以下とすること。
 - ・AFC信号が異常となった場合は、通告された運転パターンで運転できること。
- 周波数変動補償機能
 - ・発電所側の周波数または回転数の閾値超過を検出し、ガバナ出力変動相当の出力を補償する機能を具備していること（解除の閾値については動作閾値と別に設定可能なこと）。

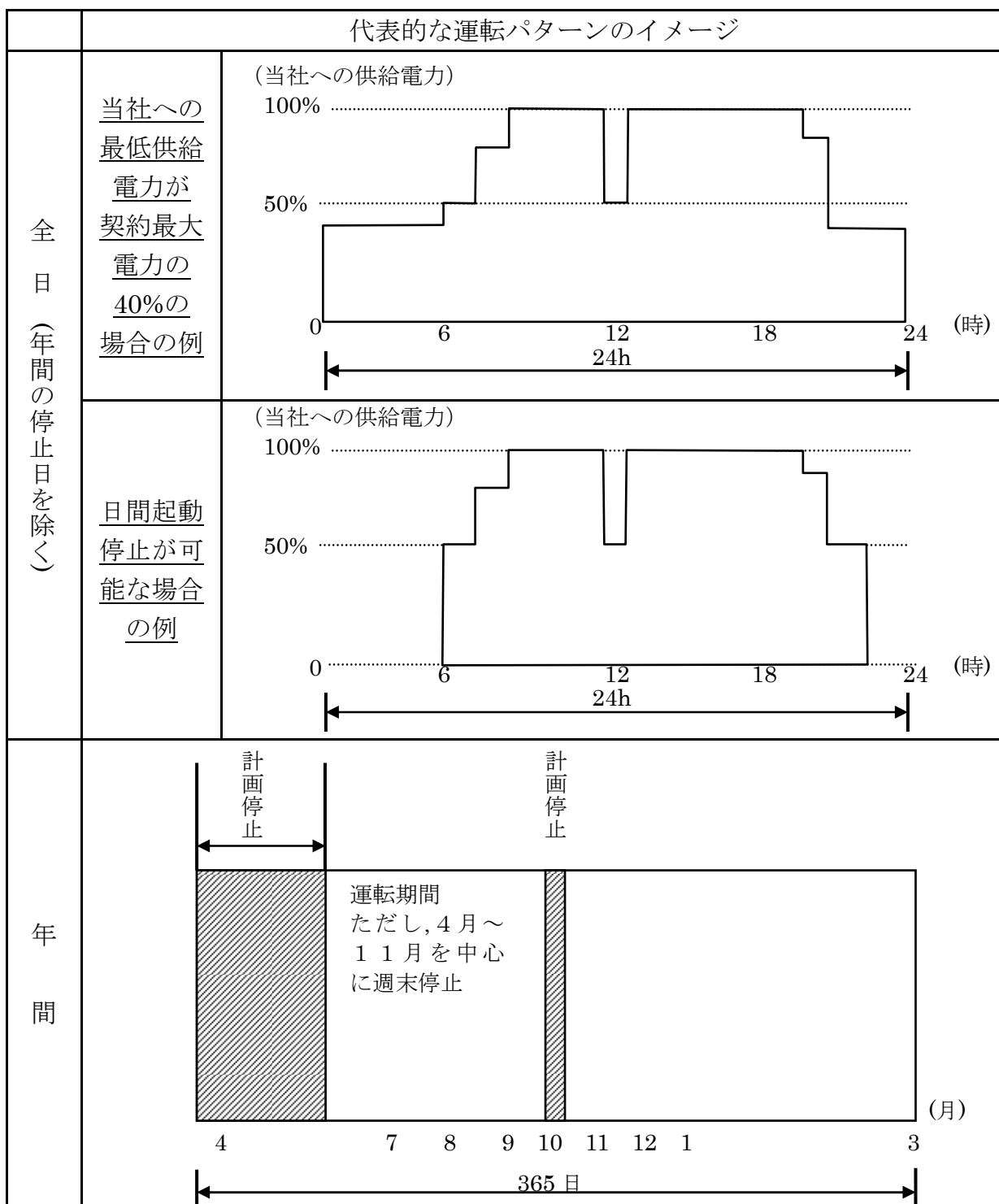


標準的な運転パターン(募集電源1の場合)



- ・上記の標準的な運転パターンのイメージは、あくまでも一例であり、上記を参考に需給状況等を踏まえた運転パターンを協議するものとしします。
- ・定検等による停止計画の扱いについては『3. 契約最大電力・夏季出力・年間契約基準利用率・年間契約基準電力量・停止計画(5)停止計画』を参照してください。
- ・ガスタービンの場合、落札後、運転パターンを協議のうえ決定する際に、外気温度の差による発電電力の変動を考慮します。

標準的な運転パターン(募集電源2の場合)

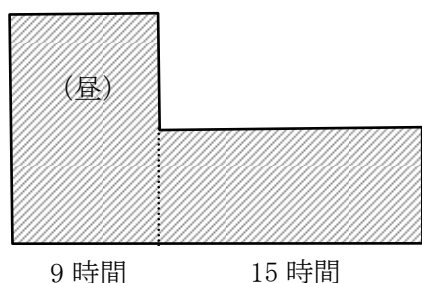


- ・上記の代表的な運転パターンのイメージは、あくまでも一例であり、上記を参考に需給状況等を踏まえた運転パターンを協議するものとします。
- ・定検等による停止計画の扱いについては『3. 契約最大電力・夏季出力・年間契約基準利用率・年間契約基準電力量・停止計画(5) 停止計画』を参照してください。
- ・ガスタービンの場合、落札後、運転パターンを協議のうえ決定する際に、外気温度の差による発電電力の変動を考慮します。

日 間 運 転 パ タ ー ン (募集電源2の場合)

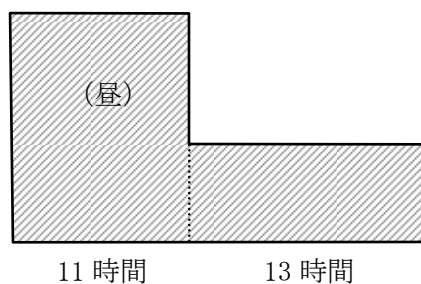
日間運転パターンのイメージ

○当社への最低供給電力が契約最大電力の50%の場合



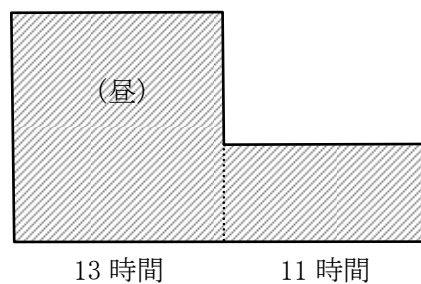
- ・日間利用率 68.8%
- ・年契約基準利用率
 $68.8\% \times (365 - 125) / 365 \text{ 日} = 45\%$
- ・計画停止
定期事業者検査 60 日程度
予防保全点検 14 日程度
- ・需給停止 51 日程度

○当社への最低供給電力が契約最大電力の40%の場合



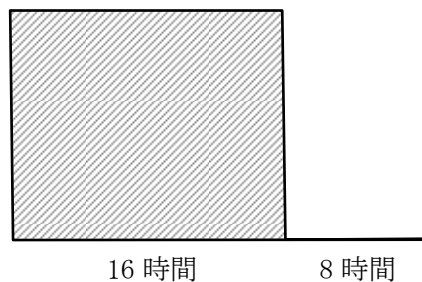
- ・日間利用率 67.5%
- ・年契約基準利用率
 $67.5\% \times (365 - 125) / 365 \text{ 日} = 44\%$
- ・計画停止
定期事業者検査 60 日程度
予防保全点検 14 日程度
- ・需給停止 51 日程度

○当社への最低供給電力が契約最大電力の30%の場合



- ・日間利用率 67.9%
- ・年契約基準利用率
 $67.9\% \times (365 - 125) / 365 \text{ 日} = 45\%$
- ・計画停止
定期事業者検査 60 日程度
予防保全点検 14 日程度
- ・需給停止 51 日程度

○日間起動停止が可能な場合(需給状況により上記との組み合わせとなります)



- ・日間利用率 66.7%
- ・年契約基準利用率
 $66.7\% \times (365 - 125) / 365 \text{ 日} = 44\%$
- ・計画停止
定期事業者検査 60 日程度
予防保全点検 14 日程度
- ・需給停止 51 日程度

- ・上記の日間運転パターンのイメージは、あくまでも一例であり、上記を参考に需給状況等を踏まえた運転パターンを協議するものとします。

【各種当社対応窓口】

(系統図閲覧対応窓口)

対応窓口	住所	電話番号
青森支店 電力流通本部 設備計画グループ	〒030-8560 青森県青森市港町二丁目 12 番 19 号	017-744-2074
岩手支店 電力流通本部 設備計画グループ	〒020-8521 岩手県盛岡市紺屋町 1 番 25 号	019-653-4961
秋田支店 電力流通本部 設備計画グループ	〒010-0951 秋田県秋田市山王五丁目 15 番 6 号	018-863-3151
宮城支店 電力流通本部 設備計画グループ	〒980-6004 宮城県仙台市青葉区中央四丁目 6 番 1 号 住友生命仙台中央ビル 4 階	022-225-2141
山形支店 電力流通本部 設備計画グループ	〒990-0043 山形県山形市本町二丁目 1 番 9 号	023-641-1321
福島支店 電力流通本部 設備計画グループ	〒960-8524 福島県福島市栄町 7 番 21 号	024-522-9151
新潟支店 電力流通本部 設備計画グループ	〒951-8633 新潟県新潟市中央区上大川前通 5 番町 84 番地	025-225-5095
本店 ネットワークサービスセンター	〒980-8550 宮城県仙台市青葉区本町一丁目 7 番 1 号	022-268-6896

※ 希望連系地点が所在する県の対応窓口にお問合せください。なお、本店 ネットワークサービスセンターでは当社管内の全ての県の系統図閲覧が可能です。

(系統アクセス(事前相談, 受電側接続検討申込み)対応窓口)

対応窓口	住所	電話番号
本店 ネットワークサービスセンター	〒980-8550	022-268-6896
本店 お客さま本部 営業部 電力契約グループ(火力入札担当)	宮城県仙台市青葉区本町一丁目 7 番 1 号	022-799-6203

※ 当社への卸供給以外の卸売供給がある場合は本店 ネットワークサービスセンターに、それ以外の場合は本店 お客さま本部 営業部 電力契約グループ(火力入札担当)にご相談ください。

※ 系統アクセスに関する手続きのうち、契約申込書(入札用暫定)の受付は入札関係対応窓口で実施します。

(入札関係対応窓口)

対応窓内	住所	電話番号
本店 お客さま本部 営業部 電力契約グループ(火力入札担当)	〒980-8550 宮城県仙台市青葉区本町一丁目 7 番 1 号	022-799-6203

- 本入札募集要綱は、電気事業法第 22 条第 5 項および同法施行規則第 30 条にもとづき行う入札について、その実施の方法を明らかにするものです。
- 当社(入札実施会社)は自社応札を予定しているため、上限価格の公表は実施いたしません。