

# 平成 27 年度 火力電源入札募集要綱

平成 27 年 7 月 16 日



四国電力株式会社

## 目 次

1	適用.....	1
2	入札実施スケジュール.....	1
3	募集規模.....	2
4	受給開始時期.....	2
5	受給期間.....	2
6	受給最大電力.....	3
7	年間基準利用率.....	4
8	年間基準電力量.....	4
9	発電設備の運用条件.....	5
10	入札する案件が満たすべき条件.....	8
11	入札価格の算定方法.....	11
12	判定価格および評価価格の算定方法.....	14
13	総合評価方式における総合ポイントの算定.....	17
14	落札候補者の選定および落札者の決定.....	19
15	応募方法.....	21
16	契約等の締結.....	25
17	受給料金.....	26
18	契約保証金、受給開始日の変更、契約の解除等.....	26
19	その他.....	29

別紙 1	標準的な受給パターン
別紙 2	発電不足時等のペナルティ
別紙 3	発電余力の活用
別紙 4	耐震設計・津波対策の考え方
別紙 5	系統アクセスに関する手続き等の流れ
別紙 6	受給料金
別紙 7	入札価格算定における CO <sub>2</sub> 対策コストの扱い
別紙 8	アグリゲーションによる場合の評価価格等の算定方法
別紙 9	振替供給に必要な料金および振替損失率
別紙 10	非価格要素の加点条件の判断基準
別紙 11	落札候補者の選定方法

別冊	電力受給契約書【標準契約書】
----	----------------

## 平成 27 年度 火力電源入札募集要綱

### 1 適用

この火力電源入札募集要綱（以下「入札要綱」といいます。）は、平成 27 年度に当社が実施する入札に適用いたします。

- ・ この入札要綱は、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。
- ・ また、この入札要綱は、当社自らも応札を行うことを前提としております。

### 2 入札実施スケジュール

平成 27 年度の入札は、次のスケジュールで実施します。

平成 27 年 3 月 31 日(火)	入札実施の公表（平成 27 年度供給計画）
平成 27 年 4 月 17 日(金)	事前説明会、入札要綱案の公表
平成 27 年 4 月 17 日(金) ～5 月 15 日(金)	入札要綱案に対する提案募集 (RFC : Request for Comments)の受付期間
平成 27 年 6 月 23 日(火)	提案内容に対する回答公表 中立的機関へ入札要綱案を提出
平成 27 年 7 月 28 日(火)	入札説明会、入札募集開始
平成 27 年 11 月 27 日(金)	入札募集締切
平成 28 年 1 月頃	落札候補者の決定 中立的機関へ評価報告書案を提出
平成 28 年 2 月頃	落札者の決定
平成 28 年 4 月頃	落札者と電力受給契約の締結

- ・ 入札実施スケジュールは、変更する場合があります。この場合は、当社ホームページにて、すみやかにお知らせいたします。
- ・ 中立的機関は、経済産業省に設置された「総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電気料金審査専門小委員会 火力電源入札ワーキンググループ」となります。

### 3 募集規模

募集規模は、50万キロワットといたします。

- ・ 1件あたりの応札の規模は、最大50万キロワットまでといたします。
- ・ 募集規模は、受給最大電力の値といたします。詳細は、『6 受給最大電力』を参照してください。
- ・ 募集規模を上回る応募があった場合の落札者の決定方法は、『14 落札候補者の選定および落札者の決定』によります。
- ・ 応札して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。ただし、落札後に当社と締結する契約に他の契約が支障をきたさないようにしていただきます。
- ・ 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。）も可能といたします。
- ・ 同一の発電場所の複数の発電設備（例えば1号系列・2号系列など）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、各発電設備をそれぞれ異なるプロジェクトとして応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。この場合の具体的な計量に関する事項については、系統アクセス接続申込みの際に、当社託送サービスセンターへご相談ください。

### 4 受給開始時期

平成34年4月から平成36年6月までに受給を開始するものといたします。

- ・ 受給開始時期は、営業運転開始を予定する時期として、応札者に設定していただきます。なお、受給開始までに発電設備の試運転が完了していることが必要です。
- ・ 受給開始時期が異なる発電設備から一体的に供給する場合、全ての発電設備からの供給が可能となる時点を受給開始時期として、受給期間、入札価格等を設定していただきます。

### 5 受給期間

受給期間は、15年を基本とし、10～20年の範囲で1年を単位に応札者に設定していただきます。

## 6 受給最大電力

発電設備の点検等の期間を除き、受給期間を通じて常時供給可能な最大電力を受給最大電力といたします。

- ・ 受給最大電力は、30分ごとの受給電力の最大値とし、1,000キロワット以上、1キロワット単位で応札者に設定していただきます。
- ・ 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は、原則1,000キロワット単位といたします。
- ・ 受給最大電力は、送電端の値とし、具体的には次により算定いたします。

### ア 発電電力の全量を当社へ供給する場合

受給最大電力は、発電端出力から発電に必要な所内消費電力（以下「運転中所内電力」といいます。）を差し引いたものといたします。

$$\text{受給最大電力} = \text{発電端出力} - \text{運転中所内電力}$$

### イ 自家消費および当社以外への供給がある場合

受給最大電力は、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以外への供給電力を差し引いたものといたします。

$$\text{受給最大電力} = \text{発電端出力} - \text{運転中所内電力} \\ - \text{自家消費電力} - \text{当社以外への供給電力}$$

- ・ 受給最大電力は、原則として変更することはできませんが、運転中所内電力の変更等により、常時供給可能な受給最大電力を増加することが可能となった場合、その変更により落札者以外の者が落札者とならないことを条件に、落札者と協議のうえ、受給最大電力を増量できるものといたします。
- ・ 月ごとに供給可能な受給電力を応札時に提示していただくものといたします。  
なお、受給最大電力は、原則として夏季に供給できる能力といたしますが、外気温の影響等により発電端出力が変化する場合は、受給最大電力を夏季以外の出力とすることも可能といたします。

## 7 年間基準利用率

年間基準利用率は、65%～75%の範囲といたします。

- ・ 年間基準利用率は、定期検査等による停止を考慮したうえで、受給期間内における応札者から当社へ供給可能な年間電力量の平均値にもとづいた利用率をいい、65～75%の間で1%を単位に応札者に設定していただきます。
- ・ なお、外気温の影響等による発電電力の減少も考慮し、年間基準利用率を設定してください。

## 8 年間基準電力量

年間基準電力量は、受給最大電力と年間基準利用率にもとづき算定いたします。

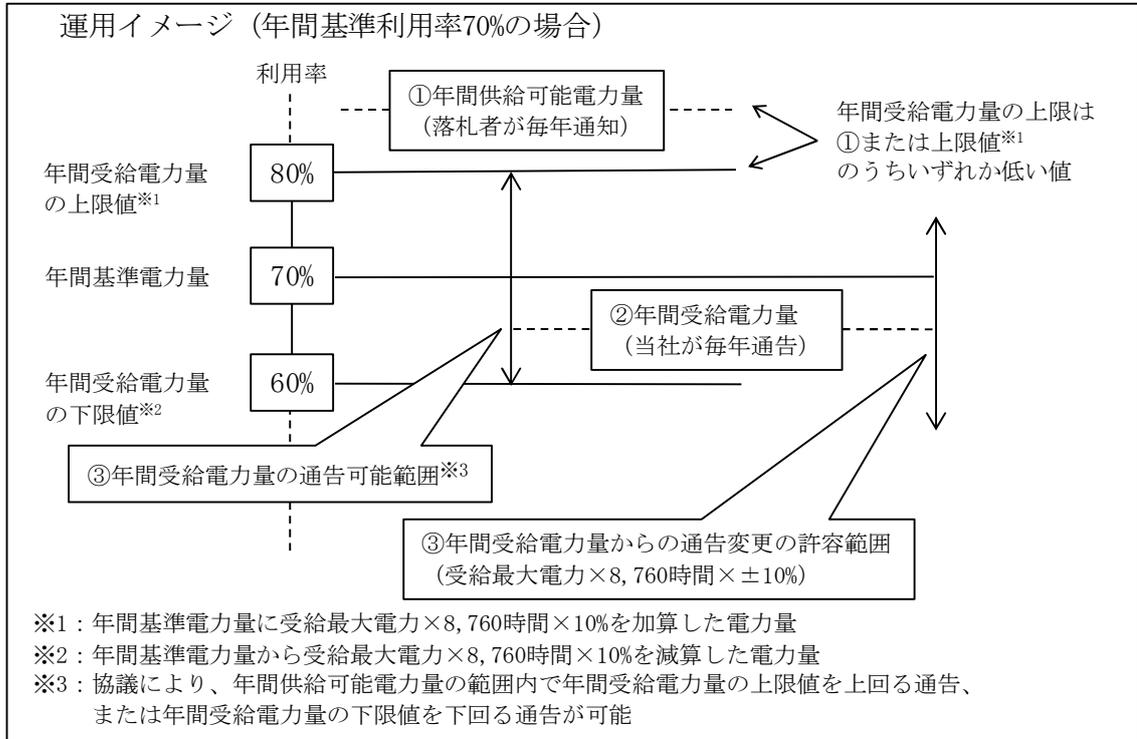
- ・ 年間基準電力量は、応札者が設定した『6 受給最大電力』および『7 年間基準利用率』にもとづき、以下により算定した値といたします。

$$\text{年間基準電力量} = \text{受給最大電力} \times 8,760 \text{ 時間}^* \times \text{年間基準利用率}(\%)$$

※1年に満たない年度の年間基準電力量は、日割計算により算定いたします。

## 9 発電設備の運用条件

発電設備の運用については、以下を条件といたします。



### (1) 発電設備の停止計画の決定

- 落札者は、年度毎の発電設備の点検・補修による作業停止および出力抑制の計画(以下「**停止計画**」といいます。)について、毎年10月末日まで<sup>※</sup>に、翌年度以降3年間の停止計画を当社に提出していただき、当社は落札者と協議のうえ、12月末日までに、翌年度以降2年間の停止計画について決定いたします。

※当社以外の一般電気事業者の系統に連系する場合は、当社が当該一般電気事業者へ停止計画を提出する必要があるため、9月末日までといたします。

### (2) 年間供給可能電力量 (①) の通知

- 落札者は、受給最大電力に当該年度の年間時間数を乗じて得た電力量から停止計画に伴い減少する電力量を除いた電力量(以下「**年間供給可能電力量**」といいます。)を、翌年度以降3年間について、停止計画の決定後すみやかに当社に通知し、当社の承認を得ていただきます。

### (3) 受給パターンの決定および年間受給電力量 (②) の通告

- 当社は、毎年1月末日までに、年間基準利用率と標準的な受給パターンおよび停止計画をもとに、翌年度の各日の受給パターンおよび年間の計画受給電力量(以下「**年間受給電力量**」といいます。)ならびに翌々年度の年間受給電力量の見込み値を決定し、落札者に通告いたします。

- 標準的な受給パターンについては、『別紙1 標準的な受給パターン』を参照してください。
- 年間受給電力量は、次の上限値および下限値の範囲を逸脱しないものとし、かつ、当社が承認した年間供給可能電力量を上回らないものとしたします。

年間受給電力量	上限値 [キロワット時]	年間基準電力量 + (受給最大電力 × 8,760 × 10%) [キロワット時]                      [キロワット]                      [時間]
	下限値 [キロワット時]	年間基準電力量 - (受給最大電力 × 8,760 × 10%) [キロワット時]                      [キロワット]                      [時間]

- 当社は、年間供給可能電力量の範囲内であれば、落札者と協議のうえ、年間受給電力量の上限値を上回る年間受給電力量を通告することができるものとしたします。
- 当社は、発電設備の点検・補修または電力系統の点検、修繕もしくは変更工事により、年間受給電力量の下限値以上の電力の受給を行うことができないと判断した場合は、落札者と協議のうえ、当該下限値を下回る年間受給電力量を通告することができるものとしたします。この場合、当社は、落札者に対し当該年間受給電力量の通告を行う理由を説明するものとしたします。
- 当社は、前項までの規定により通告された受給パターンおよび年間受給電力量をもとに最新の需給状況等を考慮したうえで、毎月 25 日までに翌月の受給パターンを落札者に通告いたします。
- また、毎週月曜日（以下「**通告期限**」といいます。）までに、翌週分（当該週の土曜日から翌週の金曜日まで）の 30 分毎の受給電力量（以下「**通告電力量**」といいます。）を落札者に通告いたします。

#### (4) 通告変更 (3)

- 当社は、需給状況等やむを得ない事由がある場合は、通告期限以降であっても、落札者と協議のうえ、落札者の発電設備に係るこの契約以外の電力受給契約に影響しない範囲で、通告電力量を変更できるものとしたします。
- 通告電力量（通告変更した場合は、変更後の値）の年度累計は、次の上限値および下限値の範囲を逸脱しないものとし、かつ、当社が承認した年間供給可能電力量を上回らないものとしたします。ただし、あらかじめ落札者の承諾を得た場合は、この限りではありません。

通告電力量の年度累計	上限値 [キロワット時]	年間受給電力量 + (受給最大電力 × 8,760 × 10%) [キロワット時]                      [キロワット]                      [時間]
	下限値 [キロワット時]	年間受給電力量 - (受給最大電力 × 8,760 × 10%) [キロワット時]                      [キロワット]                      [時間]

- ・ 当社は、当社の責に帰すべき事由により通告電力量の年度累計が年間受給電力量の下限値を下回った場合は、その下回った範囲において、落札者の発電設備の発電効率の低下に対する補正を行うものとし、その詳細については、落札者と協議のうえ、別途定めるものいたします。

#### (5) 発電不足時等のペナルティ

- ・ 通告電力量に対する超過・未達が発生した場合および発電設備の事故等により電力の供給の全部または一部を停止した場合は、受給料金から所定額を減額するものいたします。
- ・ 当社の責に帰すべき事由により、通告電力量の年度累計が上記（4）に記載の下限値を下回った場合、当社は、その下回った電力量について、年間受給電力量通告未達に対する補償金を支払います。
- ・ ペナルティ金額の算定方法等の詳細は、『別紙2』発電不足時等のペナルティ』を参照してください。

#### (6) 発電余力の活用

- ・ 当社の通告電力量（30分値）が、受給最大電力を2で除した値に相当する電力量を下回る場合（給電指令により出力抑制する場合を除きます。）は、落札者は、その差分については、発電余力として、当社以外の第三者に販売することができます。
- ・ 発電余力を当社以外への第三者に販売したことにより、通告電力量に対する未達が発生した場合で、その未達の発生事由が、余力活用を優先する等、落札者の故意または重過失によることが判明したときには、その未達となった電力量については、**余力活用補償電力量**とし、基本料金から所定額を減額するものいたします。
- ・ 詳細は、『別紙3』発電余力の活用』を参照してください。

## 10 入札する案件が満たすべき条件

次の（１）～（６）の条件をすべて満たすことを入札の条件といたします。

### （１）上限価格

- ・ 入札価格に、潮流改善評価割引額および CO<sub>2</sub> 対策コスト等（当社が最終的な CO<sub>2</sub> 排出係数の調整を行う場合）を考慮した判定価格が、上限価格（当社の自社応札の入札価格から算定する判定価格）以下となる必要があります。
- ・ なお、上限価格は、公表いたしません。
- ・ 判定価格については、『12 判定価格および評価価格の算定方法』を参照してください。

### （２）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必要があります。

### （３）利用率変動許容性

- ・ 年間受給電力量から、受給最大電力に 8,760 時間を乗じて得た電力量の±10%の範囲で調整可能である必要があります。

### （４）遵守すべき法令・基準等

- ・ 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、技術基準等を含む）を遵守している必要があります。

#### ア 発電設備・受電設備の技術要件

- ・ 発電設備・受電設備は、「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」および「電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン」等の技術要件を遵守するものといたします。
- ・ 系統連系に関しては、電力広域的運営推進機関の「業務規程」、「送配電等業務指針」、「電気設備の技術基準の解釈」、「電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン」ならびに当社の「系統アクセス検討指針」、「特定規模需要電気供給条件」、「電気最終保障約款」、「発電設備系統連系サービス要綱」、「託送供給約款」等の技術要件を遵守するものといたします。

#### イ 環境影響評価

- ・ 新たに設置する発電設備が、環境影響評価の適用対象となる場合は、「利用可能な最良の技術（BAT：Best Available Technology）」を採用することが条件となっていることから、その条件を満たす設備である必要があります。

- ・ 具体的には、経済産業省・環境省「東京電力の火力電源入札に関する関係局長級会議取りまとめ（平成 25 年 4 月 25 日）」で示された B A T の参考表（入札要綱決定時における最新のもの）において、「(A) 経済性・信頼性において問題なく商用プラントとして既に運転開始をしている最新鋭の発電技術」に区分されている発電技術以上のものとしてください。

#### ウ 耐震設計・津波対策

- ・ 耐震設計は、資源エネルギー庁「電気設備防災対策検討会報告（耐震性関係）（平成 7 年 11 月 24 日）」に示される電気設備の耐震性確保の考え方、および JEAC3605-2014「火力発電所の耐震設計規程（平成 27 年 3 月、一般社団法人日本電気協会）」を満足するものいたします。
- ・ 津波対策は、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」を満足するものいたします。
- ・ 耐震設計、津波対策の詳細は、『別紙 4 耐震設計・津波対策の考え方』を参照してください。
- ・ 既に設置済みの発電設備で、追加の対策工事が必要となる場合は、受給開始までに当該工事を完了していただくことが必要となります。

### (5) 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。）は、連系する系統を維持・運用する一般電気事業者の送配電部門との間で、系統アクセス検討指針等にもとづく接続検討（応札者側に必要な対策の検討を含む）を応札までに終了し、応札者が設定する受給開始日までに営業運転を開始できる見込みであることが必要です。
- ・ また、応札に先立ち、接続供給申込み（入札時暫定）を実施していただく必要があります。
- ・ 系統アクセスに関する手続きについては、『別紙 5 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。

#### ア 当社系統に直接連系する場合

- ・ 系統アクセス設備は、工事費負担金を申し受け、当社が建設することを原則とし、建設に必要な工期を確保していただくことが必要です。
- ・ 当社と協議のうえ系統アクセス設備を応札者が自ら建設することは可能ですが、この場合でも、計量器および通信設備に関する工事等については、当社側の工事が必要であり、この工事に必要な工期を確保していただくことが必要です。

イ 当社以外の一般電気事業者の系統に連系する場合

- ・ 系統アクセス設備は、原則として連系するエリアの一般電気事業者が建設することになりますが、それに必要な建設工期が確保されている必要があります。
- ・ また、受給期間にわたって振替供給が可能であることが必要となりますが、応札時点では電力広域的運営推進機関の「業務規程」および「送配電等業務指針」にもとづく連系線の利用が担保されたものではありません。
- ・ このため、落札者決定後の連系線の利用手続きにおける送電可否判定において、送電不可と判定された場合、落札は取消しとなります。

(6) 電力受給契約書の承認（当社の応札電源が落札した場合を除く）

- ・ 『別冊 電力受給契約書【標準契約書】』の内容を承認していただくことが必要です。
- ・ 落札者には、当社と協議のうえ、『別冊 電力受給契約書【標準契約書】』にもとづく契約を締結していただきます。

## 1.1 入札価格の算定方法

入札価格は、応札者が以下の方法にて算定し、入札書類として提出していただきます。

### (1) 基本的な考え方

- ・ 入札価格は、各年の固定費（資本費、運転維持費）と可変費（燃料本体費、燃料調達諸経費）の合計とし、受給期間で均等化した単価を算定していただきます。
- ・ 入札価格の算定では、燃料価格や物価等によるエスカレーション補正は行いません。なお、受給開始後の受給料金は、入札時に設定していただいた諸元にもとづき、エスカレーション補正を行います。（詳細は、『別紙6 受給料金』を参照してください。）
- ・ 低廉な電気料金の実現のため、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るため、応札していただく発電設備についても、入札条件の範囲で最大限経済性等を考慮した通告運用を行います。そのため、受給料金設定の基礎となる入札価格の算定にあたっては、固定費、可変費の配分も含め、可能な限り実際のコストにもとづいてください。
- ・ 具体的な算定方法については、次の（2）および（3）ならびに『補足説明資料1 入札価格計算書記入例』を参考にしてください。

### (2) 具体的な算定方法

#### ア 各年の費用の算定

- ・ 資本費、運転維持費、燃料本体費（貿易統計の石炭（一般炭）、原油（原油・粗油）、液化天然ガスの CIF 価格に連動する費用）、燃料調達諸経費（前述の CIF 価格に連動しない費用）の別に、年ごとに算定してください。
- ・ 資本費には、電源線等工事費（特定負担分）を含めるものとし、連系する一般電気事業者の送配電部門の接続検討により回答された系統アクセス費用のうち、電源線等の敷設費用や計量器等の取付費用など、応札者の特定負担分に相当する「工事費負担金概算額」について、当社への供給に係る金額を算定してください。  
（注）接続検討時に回答する「工事費負担金概算額」以外は、入札価格の算定には含めないでください。『1.2 判定価格および評価価格の算定方法』における評価過程において、当社が別途加算いたします。
- ・ 運転維持費には、以下の費用を含めてください。
  - a 発電設備停止中の所内消費電力
    - ・ 当社または新電力等からの購入等により、落札者自ら調達していただきますので、その想定費用を入札価格に含めてください。（入札する発電設備からの発生電力量と相殺処理をすることはできません。）
  - b CO<sub>2</sub> 対策コスト
    - ・ 実際の CO<sub>2</sub> 排出係数（調整前の排出係数）が、当社が指定する基準排

出係数 ( $0.551 \times 10^{-3} \text{t-CO}_2/\text{kWh}$ ) を上回る場合の調整方法として、応札者側で調整する方法を選択される場合は、CO<sub>2</sub>対策コストを入札価格に含めてください。

- ・ なお、当社側で調整する方法を選択される場合は、基準との差異にCO<sub>2</sub>価格 (2,100円/t-CO<sub>2</sub>) を乗じて算定したCO<sub>2</sub>対策コストを評価過程で当社が加算いたしますので、入札価格には含めないでください。
- ・ CO<sub>2</sub>対策コストの調整方法については、『別紙7 入札価格算定におけるCO<sub>2</sub>対策コストの扱い』を参照してください。
- ・ 燃料本体費は、全日本通関 CIF 価格の平成 26 年 1 月から同年 12 月の実績平均値 (下表) を基準に算定するものとし、年間基準電力量にもとづき、毎年同額としてください。

	価格※	統計品目番号
石炭 (一般炭)	10,292 円/t	財務省の日本貿易統計「一般炭」 (概況品コード 3010105)
原油 (原油・粗油)	69,320 円/kl	財務省の日本貿易統計「原油及び粗油」 (概況品コード 30301)
液化天然ガス	88,705 円/t	財務省の日本貿易統計「液化天然ガス」 (概況品コード 3050103)

※ 平成 26 年 1 月から同年 12 月までの確定値の加重平均値

- ・ 燃料調達諸経費は、年間基準電力量にもとづき、毎年同額としてください。

#### イ 現在価値の算定

- ・ 上記アにより算定した各年の費用に、複利現価係数を乗じて受給開始時点の価値に換算してください。なお、複利現価係数は、割引率を 2.9% として算定してください。

$$\text{複利現価係数} = (1 + i)^{-y} \quad \begin{array}{l} y: \text{受給開始年度からの経過年数} \\ i: \text{割引率 (2.9\%)} \end{array}$$

#### ウ 入札価格の算定

- ・ 各年の費用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、均等化年経費を年間基準電力量で除して、入札価格(円/kWh)を算定してください。なお、資本回収係数は、割引率を 2.9%、年数は受給期間として算定してください。

$$\text{資本回収係数} = \frac{i \times (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1} \quad \begin{array}{l} n: \text{受給期間 (年)} \\ i: \text{割引率 (2.9\%)} \end{array}$$

### (3) 入札価格算定上の留意事項

- ・ 消費税等相当額は、外税方式によりお支払いいたしますので、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、次のアまたはイのいずれかを選択のうえ、『様式3』事業税相当額の課税標準』により提示してください。
    - ア 収入課税の場合、受給開始後の受給料金支払時に事業税相当額を加算いたしますので、入札価格には算入しないでください。
    - イ 所得課税の場合、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。  
(受給開始後の受給料金支払時に事業税相当額を加算はいたしません。)
- (注) 応札時に選択した事業税相当額の取扱いは、変更できませんので、あらかじめ税務当局へ確認する等、慎重な対応をお願いいたします。
- ・ 入札価格は、小数点以下第2位までとし、小数点以下第3位で四捨五入してください。

## 1 2 判定価格および評価価格の算定方法

当社が設定する上限価格を下回ることを確認するための判定価格および落札候補順位を決定するための評価価格は、当社が以下の方法にて算定いたします。

### (1) 判定価格の算定方法

ア 当社系統に直接連系する場合

- 入札価格に、潮流改善評価割引額、CO<sub>2</sub>対策コスト（当社が最終的なCO<sub>2</sub>排出係数の調整を行う場合）および事業税を考慮したものを判定価格といたします。

$$\text{判定価格 (円/kWh)} = \frac{\text{入札価格} - \text{潮流改善評価割引額} \pm \text{CO}_2 \text{対策コスト(当社が調整する場合)}}{(1 - \text{事業税率})}$$

※ 潮流改善評価割引額は、入札要綱決定時点における当社の託送供給約款[一般電気事業・特定規模電気事業等用]にもとづき、潮流改善評価地域に連系する発電設備について適用いたします。

※ 事業税率は、1.2888%を適用いたします。

イ 当社以外の一般電気事業者の系統に連系する場合

- 入札価格に、CO<sub>2</sub>対策コスト（当社が最終的なCO<sub>2</sub>排出係数の調整を行う場合）および事業税を考慮したものを判定価格といたします。

$$\text{判定価格 (円/kWh)} = \frac{\text{入札価格} \pm \text{CO}_2 \text{対策コスト(当社が調整する場合)}}{(1 - \text{事業税率})}$$

※ 事業税率は、1.2888%を適用いたします。

### (2) 評価価格の算定方法

- 上記(1)で算定した判定価格が、上限価格（当社の自社応札の入札価格から算定する判定価格）以下となる応札者のみ、評価価格の算定以降の過程に進みます。
- アグリゲーションによる供給を行う場合は、複数電源を一体的に取り扱うこととし、『別紙8』アグリゲーションによる場合の評価価格等の算定方法』にて評価いたします。

ア 当社系統に直接連系する場合

- 判定価格に、電源線等以外工事費（一般負担分）を考慮したものを評価価格といたします。

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

- ・ 電源線等以外工事費（一般負担分）の単価は、電源線等以外工事費（一般負担分）の均等化年経費のうち、当社への供給（入札分）に係る金額（全量供給でない場合はキロワット比率で按分した値）を、年間基準電力量で除した値（小数点以下第3位で四捨五入）といたします。
- ・ 電源線等以外工事費（一般負担分）の均等化年経費は、電源等以外工事費（一般負担分）における各工事費内訳に、各設備の耐用年数にもとづく以下の資本回収係数を乗じた金額の合計（千円未満四捨五入）といたします。

電源線等以外工事費	耐用年数	資本回収係数 (割引率 2.9%)
送電設備工事費	36年	0.04512
変電設備工事費	22年	0.06212
給電・通信設備工事費	15年	0.08316
計量器関連工事費	15年	0.08316

イ 当社以外の一般電気事業者の系統に連系する場合

- ・ 判定価格に、振替供給に必要な料金および振替損失率を考慮したものを評価価格といたします。

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

- ・ 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立地するエリアごとに、『別紙9』振替供給に必要な料金および振替損失率』にもとづき、適用いたします。

### (3) 判定価格および評価価格算定上の留意事項

- ・ 他の応札者の連系が接続検討の結果に影響する等（以下「状況変化」といいます。）により、電源線等工事費（特定負担分）が変更となる場合、以下の手順により入札価格の調整を行うこととし、調整後の入札価格にて落札した場合、調整後の入札価格にて契約いたします。
  - a 当社は、発電設備が連系する一般電気事業者の送配電部門に、状況変化に伴う再算定の必要有無を確認いたします。
  - b 再算定が必要な場合、当社は、発電設備が連系する一般電気事業者の送配電部門から、接続検討時および再算定後の電源線等工事費（特定負担分）の開示を受け、入札価格における電源線等工事費を調整いたします。あわせて応札者に対し再算定の理由および影響を説明いたします。
- ・ 状況変化により、電源線等以外工事費（一般負担分）が変更となる場合にも、再算定後の金額にて評価価格を算定いたします。
- ・ 判定価格および評価価格は、小数点以下第2位までとし、小数点以下第3位で四捨五入いたします。

- ・ 状況変化による再算定の詳細については、『別紙5』系統アクセスに関する手続き等の流れ 7 落札候補者選定時の再算定 および 8 再算定後の工事費の調整方法』を参照してください。

### 1.3 総合評価方式における総合ポイントの算定

価格要素および非価格要素をポイント化して評価する総合評価方式により、当社が総合ポイントを算定いたします。

#### (1) 価格要素ポイントの算出

- ・ 評価価格が最も低い応札者を、価格要素ポイントの満点である 80 ポイント (P) とし、以下の算定式にもとづき、各応札者の価格要素ポイントを算出いたします。
- ・ 価格要素ポイントは、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。

$$\text{価格要素ポイント} = \frac{\text{全応札者のうち、最安値の評価価格 (円/kWh)}}{\text{当該応札者の評価価格 (円/kWh)}} \times 80 P$$

#### (2) 非価格要素ポイントの算出

- ・ 非価格要素は、満点を 20 P とし、加点項目および加点条件とその配点は、下表のとおりといたします。
- ・ 加点条件成立の具体的な判断基準は、『別紙 10 非価格要素の加点条件の判断基準』を参照してください。

加点項目		加点条件		配点
1	需給運用の弾力性	起動停止	DSS 機能を有するもの	2
			WSS 機能を有するもの	1
		ガバナフリー、AFC 機能の両方を有するもの		5
		最低負荷	20%以下	1
30%以下	0.5			
2	通告期限の弾力性	受給最大電力の 40% 以下での連続運転が可能な設備であり、かつ通告期限が右を満たすもの	OTM 機能を有し、指令に追従できるもの	6
			当日まで変更可能	4
			前日まで変更可能	2
3	利用率変動許容性	利用率変動許容性を ±15% まで許容するもの		2
4	送電端熱効率 (LHV)	熱効率が BAT 基準の(A)*+1.0%以上のもの		2
		熱効率が BAT 基準の(A)*相当のもの		1
5	燃料調達の確実性	燃料調達の具体的計画を有しているもの		1
6	環境負荷への配慮	環境負荷の良い燃種 (LNG やバイオマス等) を使用するもの		1
合 計				20 (最大)

※経済産業省・環境省「東京電力の火力電源入札に関する関係局長級会議取りまとめ(平成 25 年 4 月 25 日)」において、利用可能な最良技術(Best Available Technology)のうち、「(A) 経済性・信頼性において問題なく商用プラントとして既に運転開始している最新鋭の発電技術」として整理された基準で、入札要綱決定時点における最新のものの。

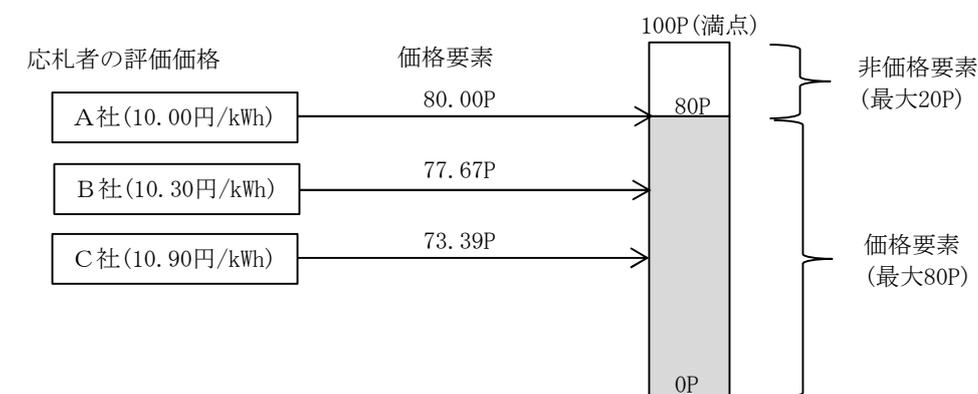
### (3) 総合ポイントによる評価

- ・ 価格要素ポイントと非価格要素ポイントを加算したポイント（以下「総合ポイント」といいます。）の高いものから、順位付けいたします。
- ・ 総合ポイントは、100 Pを満点といたします。

総合ポイント（最大 100P）  
 = 価格要素ポイント（最大 80P） + 非価格要素ポイント（最大 20P）

#### <参考>総合評価方式のイメージ

##### ○ 総合ポイントへの換算



##### 【価格要素ポイントの算出】

B社 = 最安値の評価価格 (10.00円/kWh) / B社評価価格 (10.30円/kWh) × 80P = 77.67P

C社 = 最安値の評価価格 (10.00円/kWh) / C社評価価格 (10.90円/kWh) × 80P = 73.39P

##### ○ 総合順位の決定例

落札候補 順位	応札者	受給最大 電力	価格 要素	非価格 要素	総合 ポイント	受給最大 電力累計
1	B社	10万kW	77.67	18.0	95.67	10万kW
2	A社	50万kW	80.00	14.0	94.00	60万kW
3	C社	30万kW	73.39	20.0	93.39	90万kW

## 1.4 落札候補者の選定および落札者の決定

入札条件に適合する総合ポイントの上位者を落札候補者とし、中立的機関に評価報告書が認められたのち、落札者を決定いたします。

### (1) 落札候補者の選定

ア 当社は、入札書にもとづき、『1.0 入札する案件が満たすべき条件』の各項に適合しているかを確認いたします。

イ 当社は、『1.3 総合評価方式における総合ポイントの算定』にもとづく総合ポイントが上位の応札者から受給最大電力を累計し、50万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。

ウ 50万キロワットに達する最後の応札者までの受給最大電力の累計量が60万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。

- ・ 当社は、50万キロワットに達する最後の応札者に対して、受給最大電力の累計量が60万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、改めて総合ポイントを算定いたします。その後、当該総合ポイントと、当該応札者の次順位の応札者の総合ポイントとを比較し、ポイント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、当該応札者の次順位の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、50万キロワットに達する最後の応札者までの受給最大電力の累計量が60万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。
- ・ 選定方法の具体例は、『別紙1.1 落札候補者の選定方法』を参照してください。

エ 総合ポイントが同値であった場合は、次の順で評価いたします。

- この順に考慮 ↓
- ① 価格要素ポイントが高いもの
  - ② 非価格要素「1 需給運用の弾力性」にて、得点が高いもの
  - ③ 非価格要素「2 通告期限の弾力性」にて、得点が高いもの
  - ④ 非価格要素「3 利用率変動許容性」にて、得点があるもの
  - ⑤ 非価格要素「4 送電端熱効率」にて、得点が高いもの
  - ⑥ 非価格要素「5 燃料調達の確実性」にて、得点があるもの
  - ⑦ 非価格要素「6 環境負荷への配慮」にて、得点があるもの

オ 落札候補者に対し、他の一般電気事業者が実施する火力電源入札への応札有無および選考状況等について確認いたします。その入札において落札者と決定された場合等には、その旨を申告いただくとともに、当社への供給の意思を確認させていただきます。

## (2) 落札者の決定

- ・ 落札候補者を決定後、当社は、評価報告書案を中立的機関に提出いたします。そのうえで、同機関が入札要綱にもとづいた評価が行われていると認めた場合には、落札候補者を落札者として決定いたします。

## (3) 落札者決定後の手続き

- ・ 落札者決定後、当社は、すべての応札者に結果をお知らせいたします。
- ・ 落札者決定後、当社は、落札者と『別冊 電力受給契約書【標準契約書】』にもとづき、契約の協議を行います。
- ・ 落札者が辞退した場合、連系線の送電可否判定において送電不可と判定された場合、もしくは当社との契約協議の結果合意に至らない場合で、他の落札者の受給最大電力の合計が 50 万 kW を下回る場合には、上記（1）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、上記（1）の手順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。
- ・ 契約締結後、機器調達等に支障をきたすことのない適切な時期に、当社は次の項目を公表いたします。

- |  |
|--|
| <ul style="list-style-type: none"><li>・ 供給を行う事業者名</li><li>・ 供給を行う場所（住所）</li><li>・ 受給最大電力</li><li>・ 受給開始時期</li><li>・ 年間基準利用率</li><li>・ 燃料種別</li><li>・ 契約価格と上限価格のかい離率</li></ul> <p>（ただし、落札者が 1 社のみ場合は公表いたしません）</p> |
|--|

## 15 応募方法

応募者は、募集期間内に、入札書を3部（本書1部・写し2部）提出してください。

なお、当社は、応募締切日の1営業日前に自社応募の入札書を中立的機関に提出いたします。

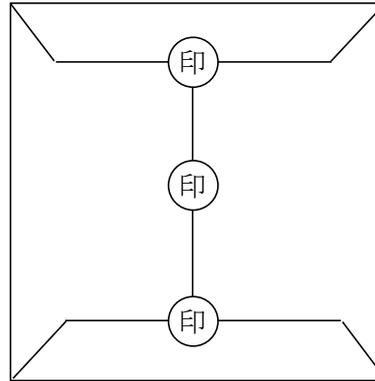
### (1) 入札書の提出

- ア 提出書類：『様式1』入札申込書』および次項（2）に記載の添付書類
- イ 提出方法：入札書類は部単位にまとめ、一式を、封緘、封印のうえ持参してください。当社は受領証を発行いたします。持参者は本人の印鑑（認印で可）をお持ちください。
- ウ 提出場所：香川県高松市丸の内2番5号  
四国電力株式会社  
お客さま本部 営業部 受給グループ「火力電源入札」係
- エ 募集期間：平成27年7月28日(火)から平成27年11月27日(金)
- ・ 入札書の提出は、可能な限り平成27年11月25日(水)から平成27年11月27日(金)の間をお願いいたします。
  - ・ 受付時間は、土・日・祝日を除く平日の午前10時～午前12時および午後1時～午後4時とさせていただきます。
  - ・ 平成27年11月27日(金)の受付時間は、午前12時までといたします。
  - ・ 提出手続を円滑に進めるため、お手数をお掛けしますが、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。
- ＜ご連絡先＞  
四国電力株式会社  
お客さま本部 営業部 受給グループ「火力電源入札」係  
電話：087-821-5061（代表）
- オ 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
  - ・ 同一のプロジェクトから入札した場合で、応募者が落札候補者に選定された場合に、同時に成立しえないもの

カ 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。

<p><u>入札書在中</u></p> <p>・ 応札年月日          ・ 応札者名          ・ 発電所名          ・ 連絡先住所          ・ 連絡先電話番号          ・ 連絡先担当者名</p>
---

(表)



(裏)

※ 添付書類 No.27 の印鑑証明書と同一の印を押捺してください。

※ 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、「JIS 角形 2 号」封筒を使用してください。

(2) 入札書への添付書類 (様式のあるものは、別添様式に従って作成してください。)

No.

- |    |   |         |
|----|---|---------|
| 1  | 計画主体が合弁会社の場合、参加する事業者および出資比率を記載した書類      |         |
| 2  | 応札者の概要                                  | 様式 2    |
| 3  | 事業税相当額の課税標準                             | 様式 3    |
| 4  | 発電設備の仕様                                 | 様式 4    |
| 5  | 発電設備の建設工程表                              | 様式 5    |
| 6  | 運用条件に関わる事項                              | 様式 6    |
| 7  | 燃料関係                                    | 様式 7    |
| 8  | 発電所ごとの受給最大電力・年間供給可能電力量の最大値・<br>二酸化炭素排出量 | 様式 8    |
| 9  | 二酸化炭素排出係数の調整方法                          | 様式 9    |
| 10 | 接続供給申込書 (入札時暫定) の受領書                    |         |
| 11 | 接続検討回答書                                 |         |
| 12 | 入札価格計算書                                 | 様式 10   |
| 13 | 合成比率の算定書                                | 様式 11   |
| 14 | 二酸化炭素排出係数算定書                            | 様式 12-1 |
| 15 | 二酸化炭素排出係数の算出根拠に関する説明書                   | 様式 12-2 |
| 16 | 環境規制と公害防止設備                             | 様式 13   |
| 17 | 地元自治体との交渉状況                             | 様式 14   |
| 18 | 設備配置図 —主要設備配置図—                         | 様式 15-1 |
| 19 | 設備配置図 —発電所 (工場) 敷地全体図—                  | 様式 15-2 |
| 20 | 設備配置図 —発電所周辺地図—                         | 様式 15-3 |
| 21 | 主回路単線結線図                                | 様式 16   |

2 2	供給電力の制御方式	様式 1 7
2 3	発電所用地の取得状況	様式 1 8
2 4	建設費概算書	様式 1 9
2 5	所要資金の額および調達方法	様式 2 0
2 6	火力発電設備の運転実績	様式 2 1
2 7	入札書に押捺した印章の印鑑証明書	
2 8	入札辞退書	様式 2 2

- ・ 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いただきます。
- ・ 添付書類（No. 1～2 7）は、該当しない番号のものがあっても、「該当しない」旨を明記し、通し番号を記入のうえ、すべてを提出してください。
- ・ 落札後、新会社を設立する場合は、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、新会社に参加する予定の事業者および出資比率を記載してください。
- ・ 添付書類No. 2 に関し、計画の主体が合弁会社や、落札後に新会社を設立する場合は、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No. 2 に関し、会社概要などのパンフレット等を添付してください。
- ・ 添付書類No. 1 0 の「接続供給申込書(入札時暫定)の受領書」の発行に関しては、『別紙 5』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。

### (3) 入札の辞退

- ・ 入札後に辞退する場合は、応札者の意思が決定次第、すみやかに『様式 2 2』入札辞退書』を提出してください。
- ・ 入札辞退書に押捺する印は、『様式 1』入札申込書』と同一としてください。

### (4) その他の留意事項

#### ア 入札の開札

- ・ 当社は、平成 27 年 11 月 27 日(金)午前 12 時以降に、公証人立会いのもと入札書を開封いたします。

#### イ 入札価格の訂正

- ・ 入札受付後は、入札書類の訂正はできません。

#### ウ 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。

#### エ 送配電部門から開示を受ける情報

- ・ 当社は、当社託送サービスセンターまたは関連一般電気事業者の送配電部門から、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。当該情報は、以下のとおりといたします。

(ア)『12 判定価格および評価価格の算定方法』において、状況変化にともなう入札価格の調整を行うために必要となる情報

- ・ 接続検討時および再算定後の、それぞれの工事費負担金概算額および所要工期
- ・ アグリゲーションによる供給の場合は、発電設備ごとの工事費負担金概算額および所要工期

(イ)『12 判定価格および評価価格の算定方法』において、評価価格の算定に必要なとなる情報

- ・ 当社系統に直接連系する場合、電源線等以外工事費（一般負担分）  
（状況変化により再算定を行った場合は再算定後の金額）
- ・ アグリゲーションによる供給の場合は、発電設備ごとの工事費

オ 守秘義務

- ・ 当社は、提出資料および『エ 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は、入札案件の評価以外の目的で使用いたしません。

カ 入札結果の公表

- ・ 当社は、募集締切後、次の項目を公表いたします。

- |  |
|--|
| <ul style="list-style-type: none"><li>・ 入札受付件数と合計規模</li><li>・ 業種ごと、燃料種ごと、受給開始時期ごとの件数と規模の分布</li></ul> |
|--|

## 16 契約等の締結

当社は、落札者との間で、電力受給契約およびこれに付帯する協定等を締結いたします。

- ・ 当社は、落札者と協議のうえ、『別冊 電力受給契約書【標準契約書】』にもとづく契約を締結いたします。
- ・ 『別冊 電力受給契約書【標準契約書】』は、発電設備を当社系統に直接連系する場合は【標準契約書A】、当社以外の一般電気事業者の系統に連系する場合は【標準契約書B】を適用いたします。契約条件等の詳細につきましては、これらをご参照ください。
- ・ なお、この要綱の契約内容に係る記載につきましては、特段の記述がない限り、【標準契約書A】の内容を前提としております。
- ・ 契約に付帯する協定等については、それぞれ必要に応じ、必要となる時期までに締結いたします。
- ・ 電源線等工事費（特定負担分）について、落札後の詳細設計等に伴い、落札時より変動する場合は、別途落札者との協議にもとづき精算することができるものといたします。
- ・ なお、当社以外の一般電気事業者の系統に連系する場合、当社は落札者決定後、関連一般電気事業者に対して、振替供給の接続検討申込み、振替供給申込みなど連系線の利用に関する手続きを行います。
- ・ 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、電力供給を行うことを目的に設立された子会社、合弁会社等である場合は、その出資者である事業者が連帯保証を負うこととし、「連帯保証状」を提出していただきます。なお、落札者からの申し出がある場合は、当社は落札者の会社形態・出資形態などの個別事由を確認させていただいたうえで、財務基盤が確かな主たる出資者が連帯保証することを前提に、連帯保証する出資者の範囲を落札者と協議いたします。（この場合には、すべての出資者の連帯保証は必要といたしません。）  
また、落札者から連帯保証と同様に契約履行を担保できる提案がある場合、当社は、当該提案について落札者と協議いたします。

## 17 受給料金

受給料金は、基本料金と電力量料金の二部料金制とし、入札価格にもとづき算定いたします。

- ・ 受給料金は、『様式10 入札価格計算書』における各年の金額を基本に算定いたします。
- ・ 受給料金の考え方の詳細は、『別紙6 受給料金』を参照してください。

## 18 契約保証金、受給開始日の変更、契約の解除等

落札者には、受給開始に至るまでの契約履行の担保として、契約保証金を当社に預託していただきます。

また、受給開始日の変更や契約の解除等が生じた場合、帰責者は、電力受給契約の規定にもとづく補償を行う必要があります。

### (1) 契約保証金

- ・ 契約締結後30日以内に、次の契約保証金を当社に預託していただきます。

契約保証金 [円]	入札価格 [円/kWh] × 年間基準電力量 [kWh] × 10%
--------------	------------------------------------

- ・ 当社は、受給開始の日から30日以内に、契約保証金を利息を付さずに落札者に返還いたします。
- ・ 落札者は、次の各号に適合する保証状を当社に提出することにより、契約保証金の預託に代えることができます。
  - ア 当社の指定する金融機関が発行する保証書等であること
  - イ 当社を保証金の受取人に行っていること
  - ウ 保証金額が上記に定める契約保証金額と同額あるいはそれ以上の金額であること
  - エ 保証人が催告・検索の抗弁権を有しないこと
  - オ いかなる理由をもっても取消不可能なものであること

### (2) 受給開始日の変更

- ・ 契約締結後に、受給開始日を変更する必要がある場合は、文書をもって相手方に対して変更の申し出を行い、新たな受給開始日について協議できるものといたします。ただし、1年を超える繰り延べはできないものといたします。

### (3) 受給開始遅延時の補償

- 受給開始日が遅延した場合、帰責者は、相手方に対して、次の算式によって算出された金額を遅延補償金として支払うものといたします。

受給開始遅延補償金 [円]	『18 (1) 契約保証金』における契約保証金 [円] ÷ 365 [日] × 遅延した日数 [日]
------------------	---

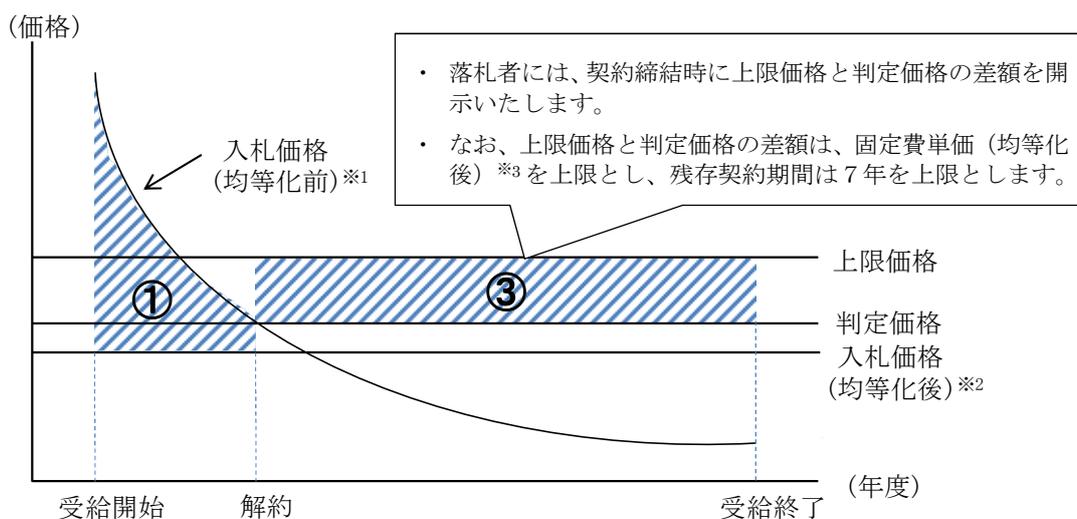
### (4) 契約の解除

- 落札者または当社が契約に定める規定を遵守することを著しく怠った場合、相手方に対して、文書をもって契約の履行を催告するものといたします。
- 催告を行った後、30日を経過しても相手方がこの契約を履行しなかった場合、落札者または当社は、契約を解除することができるものといたします。
- 落札者または当社の責に帰すべき事由により、契約を解除された場合、下表のとおり、相手方に補償を行うものといたします。

解除時期	補償内容	
	落札者に責がある場合	当社に責がある場合
受給 開始前	<ul style="list-style-type: none"> <li>① 契約保証金に相当する金額</li> <li>② 当社の系統アクセス設備の建設工事費および撤去費用の実費</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>① 契約保証金の返還</li> <li>② 契約保証金に相当する金額</li> <li>③ 落札者の供給設備の建設工事費および撤去費用の実費</li> </ul>
受給 開始後	<ul style="list-style-type: none"> <li>① 受給開始から解約時点までの入札価格（均等化前）と入札価格（受給期間で均等化した価格）の差額精算</li> <li>② 系統アクセス設備の残存価額および撤去費用の実費</li> <li>③ 上限価格と判定価格の差額の残存契約期間に対応する金額</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>① 通常生ずべき損失(逸失利益を含む)</li> </ul>

- 契約の解除条件および補償内容の詳細は、『別冊 電力受給契約書【標準契約書】』を参照してください。

【受給開始後の補償内容（落札者に責がある場合）のイメージ】



※1：入札価格(均等化前) = 『様式10』入札価格計算書』における[H]欄の各年値

※2：入札価格(均等化後) = 『様式10』入札価格計算書』における[K]欄の値

※3：固定費単価(均等化後) = 『様式10』入札価格計算書』における[N]欄の値

(5) 受給期間満了後の取扱い

- ・ 当社または落札者が受給期間満了日の3年前までに文書をもって相手方に契約の延長を申し出た場合、相手方は特別な事情がない限り、その申し出に応じて契約延長の協議を行うものいたします。
- ・ 落札者は、受給期間満了以降、この契約に係る電力の全部または一部を当社以外の第三者へ販売することができるものいたします。

## 19 その他

### (1) 計量

受給電力量の計量は、原則として、以下のとおりといたします。

ア 当社の系統に連系する場合

- ・ 当社は、受電地点に設置し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。
- ・ 毎月の受給電力量（30分毎の受給電力量を含む。）の計量は、翌月1日0時に行うものとし、当社が検針を行い、その結果をすみやかに落札者に通知するものいたします。
- ・ この契約に基づく受給電力量の仕訳に係る順位は、日本卸電力取引所のスポット取引および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いたします。
- ・ 記録型計量器の故障等により受給電力量を正しく計量できない場合、受給電力量は、その都度落札者と協議のうえ、決定するものいたします。
- ・ 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、変成器箱、変成器の2次配線および計量情報等を伝送するための通信装置等をいう。）および区分装置（力率測定時間を区分する装置等をいう。）は、当社の所有とし、当社が取り付けるものいたします。また、当社は、その工事費（その他計量に必要な付属装置をこの契約以外のものと共用する場合は、当該共用設備の設置に要する工事費を折半したものとする。）の全額を、工事費負担金として落札者から申し受けます。
- ・ 法令により記録型計量器およびその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この契約以外のものと共用する場合は、当該共用設備の設置に要する工事費を折半したものとする。）の全額を、工事費負担金として落札者から申し受けます。

イ 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

給電指令上必要な通信設備等は、原則として、以下のとおりといたします。

ア 当社の系統に連系する場合

- ・ 当社の系統アクセス検討指針等によるものいたします。

イ 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。

以上

## 標準的な受給パターン

(受給最大電力が 100,000kW の例)

運転パターン		1日の積算電力量
A 運転		2,400,000 kWh
B 停止		0 kWh
C 起動		1,800,000 kWh
D 停止		2,000,000 kWh
E 出力制限		2,100,000 kWh

- ・ 発電設備の点検・補修等による停止計画の扱いについては、『9 発電設備の運用条件』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、外気温の影響による発電電力の減少を考慮いたします。
- ・ 起動・停止や点検・補修等による出力制限の運転パターン（時間帯を含む）は落札後に、協議のうえ決定するものといたします。

## 発電不足時等のペナルティ

### 1 通告超過電力量に対する電力量料金の減額

- 落札者が当社に供給した 30 分ごとの受給電力量（以下「実績受給電力量」といいます。）が、通告電力量の 103%<sup>\*1</sup> を上回った場合は、その上回った電力量を**通告超過電力量**として、当該月の通告超過電力量合計に当該月の電力量料金単価の 2 分の 1 を乗じた金額を、その月の電力量料金から減額いたします。

※1 AFC 制御運転時については、AFC 調整幅（5%）を考慮し、「108%」に置き換えます。  
また、OTM 機能により出力変動した時間帯は、通告超過電力量の対象外とします。

### 2 通告未達電力量に対する基本料金の減額

- 実績受給電力量が、通告電力量の 97%<sup>\*2</sup> を下回った場合は、その下回った電力量を**通告未達電力量**として、次の算式によって算出された金額を、その月の基本料金から減額いたします。

$$\frac{\text{当該年度の基本料金（年額）}}{\text{当該年度の年間受給電力量}} \times 2 \times \text{当該月の通告未達電力量合計}$$

※2 AFC 制御運転時については、AFC 調整幅（5%）を考慮し、「92%」に置き換えます。  
また、OTM 機能により出力変動した時間帯は、通告未達電力量の対象外とします。

### 3 停電電力量に対する基本料金の減額

- 落札者の供給設備の事故等により、落札者があらかじめ当社と協議しないで電力の供給の全部または一部を停止した場合、その停止期間において、供給を停止した時刻から 2 時間を限度に、停止の発生時点に通告されていた通告電力量から実績受給電力量を差し引いた電力量を**停電電力量**として、次の算式によって算出された金額を、その月の基本料金から減額いたします。

$$\frac{\text{当該年度の基本料金（年額）}}{\text{当該年度の年間受給電力量}} \times 2 \times \text{当該月の停電電力量合計}$$

### 4 超過停止電力量に対する基本料金の減額

- 落札者の供給設備の事故、または停止計画における点検・補修日数の超過等によって、落札者が電力の供給の全部または一部を停止した場合、その停止期間において、停止の発生時点に通告されていた通告電力量から実績受給電力量と停電電力量を差し引いた電力量を**超過停止電力量**といたします。

- ・ 当該年度の停止電力量の累計が、**年間許容停止電力量**（年間基準電力量に3%を乗じた値）を超過した場合、その超過した電力量を**超過停止電力量**として、次の算式によって算出された金額を、当該年度最終月の基本料金から減額いたします。

$$\frac{\text{当該年度の基本料金（年額）}}{\text{当該年度の年間受給電力量}} \times \text{超過停止電力量}$$

## 5 当社の通告不足に対する補償

- ・ 当社の責に帰すべき事由により、通告電力量の年度累計が『9 発電設備の運用条件（4）』に記載の下限値を下回った場合、当社は、その下回った電力量に、当該年度最終月の電力量料金単価の2分の1を乗じて得た金額を年間受給電力量通告未達に対する補償金として、当該年度最終月の電力量料金に加算して支払います。
- ※ 上記3に定める停電電力量および4に定める停止電力量について、落札者が当社と協議のうえこの契約以外の電力を調達し当社に供給したときは、停電電力量および停止電力量から当該供給の電力量を差引くことができるものとし、その具体的な運用方法については、別途協議のうえ決定いたします。
- ※ 上記1～5の各ペナルティに関する詳細な条件は、『別冊 電力受給契約書【標準契約書】』を参照してください。

## 発電余力の活用

### 1 発電余力の活用

- ・ 当社の通告電力量（30 分値）が、受給最大電力を2で除した値に相当する電力量を下回る場合（給電指令により出力抑制する場合を除きます。）は、落札者は、その差分を上限として、この契約の履行に支障が生じない限りにおいて、当社以外の第三者に供給（以下「余力活用」といいます。）することができます。
- ・ 当社および落札者は、余力活用を行うにあたり、運用上必要な事項を協議によって定めるものといたします。

### 2 留意点

- ・ 自治体との協定によって NOx・SOx 等の排出枠が決まっている場合の発電量や燃料調達面等に留意するなど、当社への供給に支障が出ない範囲内としていただきます。
- ・ 非価格要素ポイント算出時の加点項目「通告期限の弾力性」において、加点評価を得た場合は、それらの加点条件を満足していただきます。

### 3 電力量の仕訳に係る順位

- ・ 受電地点において、当社へ供給する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が定める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。
- ・ この場合、当社への供給電力量の順位は、日本卸電力取引所のスポット取引および時間前取引に次ぐ最上位かつ単独の順位としていただきます。

### 4 余力活用補償電力量に対する補償

- ・ 落札者が余力活用を行うにあたり、実績受給電力量が通告電力量に対し未達となった場合で、その未達の発生事由が、余力活用を優先する等、落札者の故意または重過失によることが判明したときには、その未達となった電力量については、『別紙2 発電不足時等のペナルティ』に定める通告未達電力量ではなく、余力活用補償電力量とします。
- ・ 余力活用補償電力量が発生した場合には、次の算式によって算出された金額を、その月の基本料金から減額するものといたします。

$$\frac{\text{当該年度の基本料金（年額）}}{\text{当該年度の年間受給電力量}} \times 3 \times \text{余力活用補償電力量}$$

## 耐震設計・津波対策の考え方

入札する案件は、耐震設計・津波対策に係る以下の考え方を満足するものとしたします。

### 1 耐震設計

- 耐震設計は、資源エネルギー庁が公表した「電気設備防災対策検討会報告（耐震性関係）（平成 7 年 11 月 24 日）」に示される電気設備の耐震性確保の考え方、および、JEAC3605-2014「火力発電所の耐震設計規程（平成 27 年 3 月、一般社団法人日本電気協会）」を満足するものとしたします。
- 設計に用いるレベル 2 地震動は、国・自治体等の公的機関（中央防災会議、地震調査研究推進本部など）が公表している発電所所在地における最新の情報を踏まえ、設備に最も影響が大きいものを含めてください。
- 「電気設備防災対策検討会報告」で示された耐震性確保の考え方は、下表のとおりです。

電気設備の耐震性区分と確保すべき耐震性

耐震性区分	区分 I	区分 II
電気設備の区分	ダム、LNG 地上式タンク、 LNG 地下式タンク、油タンク （一旦機能損失した場合に人命に重大な影響を与える可能性のある電気設備）	発電所建屋、タービン、ボイラ、 変電設備、送電設備、配電設備、 給電所、電力保安通信設備 等 （区分 I 以外の電気設備）
一般的な地震動 <sup>※1</sup> に際し、	個々の設備毎に機能に重大な支障が生じないこと	
高レベルの地震動 <sup>※2</sup> に際しても、	人命に重大な影響を与えない こと	著しい（長期的かつ広範囲）供給 支障が生じないよう、代替性の確保、 多重化等により総合的にシステムの機能が確保されること

※1 供用期間中に 1～2 度程度発生する確率を持つ一般的な地震動

※2 発生確率は低いが高レベルの地震動又は海溝型巨大地震に起因する更に高レベルの地震動

## 2 津波対策

- ・ 津波対策は、「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」を満足するものとしたします。

「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」は、経済産業省ホームページ上の下記アドレスに掲載されています。

[http://www.meti.go.jp/policy/safety\\_security/industrial\\_safety/shingikai/120/8/120\\_8\\_index.html](http://www.meti.go.jp/policy/safety_security/industrial_safety/shingikai/120/8/120_8_index.html)

- ・ 南海トラフ地震による影響が想定される地域<sup>※1</sup>に発電所が立地する場合、「南海トラフ地震のうち、発生間隔が数十年から百数十年に一度程度の規模の地震・津波<sup>※2</sup>」に対して、設備防護まで考慮した対策をしてください。
  - ※1 南海トラフ地震防災対策推進地域（平成 26 年 3 月、内閣総理大臣指定）
  - ※2 南海トラフ地震防災対策推進基本計画（平成 26 年 3 月、中央防災会議）

## 系統アクセスに関する手続き等の流れ

以下は、発電設備を当社系統に連系する場合の手続きを示しており、他社系統に連系する場合については、当該系統を管轄する一般電気事業者の手続きによるものといたします。

### 1 事前相談

- ・ 当社系統への連系を希望される場合、接続検討の申込みに先立ち、事前相談の申込みを行うことができます。事前相談では、連系制限の有無、連系制限がある場合には連系可能な最大電力等を回答させていただきます。
- ・ 事前相談は、当社系統への連系を希望される場合は、当社託送サービスセンターで受付するほか、特定発電設備(発電設備等の出力の合計値が1万 kW 以上)の場合は、電力広域的運営推進機関に申込むことも可能です。
- ・ 当社系統情報については、当社ホームページ上の下記アドレスに掲載しております。  
<http://www.yonden.co.jp/business/jiyuuka/tender/index.html>
- ・ 事前相談申込書は、当社ホームページ上の下記アドレスに掲載しております。  
<http://www.yonden.co.jp/business/jiyuuka/retail/flow/index.html>

<留意点>

- ・ 事前相談は、原則として事前相談の申込みから1ヶ月以内に検討結果を回答いたします。

### 2 接続検討の申込み

- ・ 発電設備等を新設し当社系統へ連系を希望される場合、接続供給申込み(入札時暫定)に先立ち、接続検討の申込みが必要となります。
- ・ 接続検討は、当社系統への連系を希望される場合は、当社託送サービスセンターで受付するほか、特定発電設備(発電設備等の出力の合計値が1万 kW 以上)の場合は、電力広域的運営推進機関に申込むことも可能です。
- ・ 接続検討申込書は、当社ホームページ上の下記アドレスに掲載しております。  
<http://www.yonden.co.jp/business/jiyuuka/retail/flow/index.html>

<留意点>

接続検討は、原則として接続検討の申込みから3ヶ月以内に検討結果を回答いたします。

### 3 検討料

- ・ 接続検討の申込みがあった場合、1発電場所(受電地点)1検討につき20万円に消費税等相当額を加算した金額を検討料として、接続検討の申込み時に申し受けます。ただし、検討料を不要とする場合はこの限りではありません。

#### <留意点>

同一発電場所において、容量別に複数の接続検討を行う場合は、それぞれを1検討として検討料を申し受けます。

#### 4 接続検討

- ・ 接続検討では、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。
- ・ その際、接続検討に必要なデータを提出していただく必要があります。

#### 5 接続検討の回答

- ・ 接続検討の回答として、希望した最大受電電力に対する連系可否、連系工事の概要、概算工事費(工事費負担金概算額)、所要工期等を回答させていただきます。
- ・ 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。
- ・ なお、接続検討結果の回答の日から、接続供給契約申込書(入札時暫定)の提出までの間に、同一系統に他事業者が連系する等、接続検討の結果が変更となる可能性がある場合には、その旨を当社託送サービスセンターから連絡いたします。この場合で、当該応札者が希望されるときは、再度検討料20万円に消費税等相当額を加算した金額を申し受けたのち、あらためて接続検討を行います。

#### 6 接続供給申込み(入札時暫定)

- ・ 応札に先立ち、接続供給契約申込書(入札時暫定)に必要な事項をご記入のうえ、当社託送サービスセンターに申し込んでください。
- ・ 接続供給契約申込書(入札時暫定)の様式は、当社託送サービスセンターにてお渡しいたしますので、お問い合わせください。
- ・ 当社託送サービスセンターは接続供給契約申込書(入札時暫定)の受付時に、入札書の添付書類として必要となる「接続供給契約申込(入札時暫定)受領書」を発行いたします。なお、応札者が落札できなかった場合等は、本接続供給申込み(入札時暫定)は無効となります。また、「接続供給契約申込(入札時暫定)受領書」を発行後、募集期間の締切までに前提とした系統の条件に変更が生じた場合等には、当社託送サービスセンターよりご連絡させていただきます。

#### 7 落札候補者選定時の再算定

- ・ 接続検討では、当該応札者が単独で特別高圧・高圧電線路に接続する場合の概算工事費および工事費負担金概算額を回答いたします。
- ・ 一方、当社は、落札候補者の選定にあたり、接続検討時からの状況変化を当社託送サービスセンターに確認し、同一系統に複数の応札者が同時に接続する場合等、状況変化に伴う再算定が必要となった場合、概算工事費および工事費負担金概算額の再算定を行います。

また、あわせて応札者に対し再算定の理由および影響を説明いたします。

(再算定が必要となる事例)

- ・ 同一系統に複数の事業者が応札する場合
- ・ 同一系統に入札電源以外の契約申込みがあった場合

## 8 再算定後の工事費の調整方法

### (1) 電源線等工事費(特定負担分)の再算定に伴う入札価格の調整

- ・ 電源線等工事費(特定負担分)の再算定を行った場合は、次の算式により算定した調整単価で、入札価格を調整いたします。(小数点以下第2位までとし、小数点以下第3位で四捨五入)

$$\begin{array}{ccccccc} \text{電源線等工事費(特定負担分)の調整単価} & = & \text{③} & \times & \text{②} & \div & \text{①} \\ (\text{円/kWh}) & & (\text{円/kWh}) & & (\text{円}) & & (\text{円}) \end{array}$$

①：接続検討時の電源線等工事費(特定負担分)

②：再算定後の電源線等工事費(特定負担分)

③：『様式10』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  
(当社への供給に係る単価)

### (2) 電源線等以外工事費(一般負担分)の再算定に伴う評価価格の算定

- ・ 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、再算定後の金額で評価価格を算定いたします。

## 9 落札後の電源線等工事費(特定負担分)の取扱い

- ・ 電源線等工事費(特定負担分)について、落札後の詳細設計等に伴い落札時より変動する場合は、別途落札者との協議にもとづき精算することができるものといたします。

## 受 給 料 金

受給料金は、基本料金と電力量料金の二部料金制とし、『様式10』入札価格計算書』における各年の金額を基本に、以下により算定いたします。

### 1 基本的な考え方

- ・ 受給開始後に、当社が落札者に支払う受給料金は、次の2～3にもとづき算定する基本料金と電力量料金の合計額に、『別紙2』発電不足時等のペナルティ』および『別紙3』発電余力の活用 4 余力活用補償電力量に対する補償』を加味し、事業税相当額（落札者が収入課税の場合）、消費税等相当額を加算したものといたします。
- ・ 受給料金は、燃料価格や物価等によるエスカレーション補正を行います。エスカレーション補正に適用する指標は下表のとおりとし、『様式11』合成比率の算定書』により提出してください。  
なお、合成比率は、可能な限り実態に即して設定してください。

<各費用の合成比率の算定にあたり適用する指標>

費 用	指 標
運転維持費	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 一人あたり雇用者報酬指数（CEI）</li> <li>・ 企業物価指数（CGPI）</li> <li>・ 消費者物価指数（CPI）</li> <li>・ 変動なし</li> </ul> の4つの指標を適用する費用の割合から算定。
燃料本体費	貿易統計における <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 石炭（一般炭）</li> <li>・ 原油（原油・粗油）</li> <li>・ 液化天然ガス</li> </ul> の3つの指標を適用する費用の割合から算定。
燃料調達諸経費	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 一人あたり雇用者報酬指数（CEI）</li> <li>・ 企業物価指数（CGPI）</li> <li>・ 消費者物価指数（CPI）</li> <li>・ 変動なし</li> </ul> の4つの指標を適用する費用の割合から算定。

## 2 基本料金

### (1) 月額

入札価格計算書における各年の固定費（資本費および運転維持費）を12で除した金額といたします。

資本費	<ul style="list-style-type: none"><li>○ 入札価格計算書に記載された資本費といたします。</li><li>○ ただし、以下の補正を行った場合は、補正後の金額に置き換えます。<ul style="list-style-type: none"><li>ア 電源線等工事費（特定負担分）の精算<ul style="list-style-type: none"><li>・ 電源線等工事費（特定負担分）については、当社が実施する系統アクセス設備の工事が完了したのち、落札者の事由によらない電源線等工事費の精算（以下「確定精算」といいます。）が生じた場合、確定精算に伴う各年度の精算額をそれぞれ加減算するとともに、これに伴う資本費の補正を行います。</li></ul></li><li>イ 土木建築工事費の補正<ul style="list-style-type: none"><li>・ 『様式19建設費概算書』において、あらかじめ、物価変動による土木建築工事費の補正を希望した事業者については、物価変動に応じた補正を行うものとし、各年度の補正額をそれぞれ加減算するとともに、これに伴う資本費の補正を行います。</li><li>・ 土木建築工事費の補正に関する詳細は、次項（2）を参照してください。</li></ul></li></ul></li></ul>
運転維持費	<ul style="list-style-type: none"><li>○ 入札価格計算書に記載した運転維持費を基本といたします。</li><li>○ 各年度の運転維持費については、毎年度4月に、基準となる指標（平成26年度の一人あたり雇用者報酬指数（CEI）、企業物価指数（CGPI）、消費者物価指数（CPI））と当該年度の指標との変動率にて算定した運転維持費調整係数を乗じた金額に置き換えます。</li><li>○ 落札者には、毎年度のCO<sub>2</sub>排出係数の実績（以下「実績排出係数」といいます。）を当社に報告のうえ、応札時に選択した調整方法にもとづき、CO<sub>2</sub>排出係数を調整していただきます。応札時に前提とした排出係数を超過した場合は、基本料金を減額いたします。<ul style="list-style-type: none"><li>※ CO<sub>2</sub>排出係数の扱いに関する詳細な取扱いは、（3）を参照してください。</li></ul></li></ul>

## (2) 土木建築工事費の補正

- 土木建築工事費については、落札した発電設備が新設またはリプレースの場合、発電所建設工事費のうち、土木建築工事契約については、入札時点と契約締結時点の相違から、工事金額が国内物価によって著しく変動することも考えられます。
- そのため、落札者があらかじめ希望した場合は、土木建築工事の物価変動に応じた補正を行うものとし、以下の算式にもとづく各年の補正額をそれぞれ加減算し、資本費の補正を行うものとしたします。

$$\text{各年の補正額} = \text{各年の土木建築工事費(補正前)} \times \left( \frac{\text{環境影響評価書が確定した月の土木物価指数}}{\text{入札募集受付開始月の土木物価指数}} - 1 \right)$$

ただし、以下の場合は、補正を行わないものとしたします。

$$\left| \frac{\text{環境影響評価書確定月の土木物価指数}}{\text{入札募集受付開始月の土木物価指数}} - 1 \right| \leq 5\%$$

- ※ 補正の対象とする金額は、入札制度および評価の公平性の観点から、入札時点であらかじめ確定します。このため、補正を希望する場合には、入札書類『様式10入札価格計算書』の資本費の欄に補正対象となる土木建築工事費を再掲してください。
- ※ 当該土木建築工事費の合計は『様式19建設費概算書』における土木工事および建築工事の合計額以下で、かつ、『様式10入札価格計算書』における資本費の合計の25%以内としたします。
- ※ 土木物価指数のプラスおよびマイナス双方の変動を補正対象とします。

## (3) 受給料金におけるCO<sub>2</sub>排出係数の取扱い

落札者には、毎年度のCO<sub>2</sub>排出係数の実績（以下「**実績排出係数**」といいます。）を当社に報告のうえ、応札時に選択したCO<sub>2</sub>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。

ア 当社が最終的なCO<sub>2</sub>排出係数の調整を行う場合

- 落札者は、発電設備の発生電力のうち、この契約の電力受給に係る毎年度のCO<sub>2</sub>排出量および実績排出係数を、当社の指定する期日までに報告してください。
- 実績排出係数は、応札時に提出いただいた排出係数（『様式12-1二酸化炭素排出係数算定書』の(e)の値。以下「**契約排出係数**」といいます。）を超過しないものとしたします。
- 落札者の責に帰すべき事由により、実績排出係数が契約排出係数を超過した場合は、落札者は次の①または②のいずれかを選択してください。  
① 炭素クレジット(地球温暖化対策の推進に関する法律に基づく算定・報告・

公表制度において、調整後温室効果ガス排出量の調整に用いることができるもの。以下同様といたします。)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と同一になるように調整する。

- ② 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を乗じて得た値に炭素クレジットの市場価格を乗じて得た金額を、当該年度の翌年度最終月の基本料金から減額する。

イ 落札者が最終的なCO<sub>2</sub>排出係数の調整を行う場合

- ・ 落札者は、発電設備の発生電力のうち、この契約の電力受給に係る毎年度のCO<sub>2</sub>排出量およびCO<sub>2</sub>排出係数の実績および炭素クレジットを反映した調整後のCO<sub>2</sub>排出係数（以下「調整後排出係数」といいます。）を、当社の指定する期日までに報告してください。
- ・ 調整後排出係数が、 $0.551 \times 10^{-3} \text{t-CO}_2/\text{kWh}$ （以下「基準排出係数」といいます。）を上回る場合は、調整後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て得た金額を、当該年度の翌年度最終月の基本料金から減額いたします。

### 3 電力量料金

- ・ 各月の実績受給電力量の合計に、電力量料金単価（燃料本体費単価および燃料調達諸経費単価の合計）を乗じた金額を、毎月お支払いいたします。

燃料本体費単価 (C I F 価格連動分)	入札価格の可変費（燃料本体費）単価に、各月ごとに、基準となる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 <sup>※1</sup> 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算定した燃料本体費調整係数を乗じた単価とします。
燃料調達諸経費単価 (C I F 価格非連動分)	入札価格の可変費（燃料調達諸経費）単価に、毎年度4月に、基準となる指標（平成26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算定した燃料調達諸経費調整係数を乗じた単価とします。

※1 基準となるC I F 価格

	価格 <sup>※2</sup>	統計品目番号
石炭（一般炭）	10,292 円/t	財務省の日本貿易統計「一般炭」 (概況品コード 3010105)
原油（原油・粗油）	69,320 円/kl	財務省の日本貿易統計「原油及び粗油」 (概況品コード 30301)
液化天然ガス	88,705 円/t	財務省の日本貿易統計「液化天然ガス」 (概況品コード 3050103)

- ・ 上表の基準となるC I F価格は、全日本通関C I F価格の平成26年1月から同年12月までの確定値の加重平均値といたします。
- ・ 使用燃料に応じた調整を行うため、上表以外の貿易統計品目による調整を希望する場合は、落札者の申し出に応じて、落札後、受給契約締結までに別途協議いたします。ただし、ご希望の貿易統計品目等の輸入実績が十分でないなど、指標性を有していないと判断される場合には、採用できません。
- ・ 燃料調達諸経費（C I F価格非連動分）は、石油石炭税等、電力量に応じて増減するものの当該C I F価格には連動しない費用といたします。なお、使用燃料が当該C I F価格に連動しない場合は、燃料調達諸経費（C I F価格非連動分）に含めてください。
- ・ 受給料金に関する詳細な条件は、『別冊 電力受給契約書【標準契約書】』を参照してください。

#### 4 その他

- ・ 「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、当社への供給に関する必要な事項について協議のうえ、定めるものといたします。
- ・ 追加コストを契約締結後の受給料金に織り込むことは、原則、認められませんが、石油石炭税相当額の増加等、電気事業法第22条第8項に定める事項については、所定の法手続きにより変更が可能です。
- ・ 予測しえない大幅な情勢変化が生じた場合などは、その時点で諸情勢も勘案のうえ、契約にもとづき、対応について協議いたします。（現行法下では電気事業法第22条第1項による料金規制への移行が前提となります。）

## 入札価格算定における CO<sub>2</sub> 対策コストの扱い

CO<sub>2</sub> 排出係数は、当社が指定する次の基準に調整していただきます。基準を上回る場合の調整方法として、次の 1 または 2 のいずれかを選択のうえ、入札価格を算定してください。

当社が指定する基準排出係数 =  $0.551 \times 10^{-3} \text{ t-CO}_2/\text{kWh}$

- 地球温暖化対策の推進に関する法律（温対法）にもと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（平成 25 年度実績値）

### 1 応札者側で調整する方法を選択した場合

- 実際の CO<sub>2</sub> 排出係数（調整前の排出係数）を当社が指定する基準排出係数に調整するために必要な炭素クレジット（地球温暖化対策の推進に関する法律に基づく算定・報告・公表制度において、調整後温室効果ガス排出量の調整に用いることができるもの）の調達費用等を入札価格に含めてください。
- この場合、当社に供給する電気の CO<sub>2</sub> 排出係数の実績については、受給期間にわたり、応札者側で基準排出係数以下に調整していただきます。

### 2 当社が最終的な CO<sub>2</sub> 排出係数の調整を行う方法を選択した場合

- 『1 2 判定価格および評価価格の算定方法』における判定価格の算定において、次の算定式にもとづき算定した CO<sub>2</sub> 対策コスト（円/kWh）を当社が加減算いたしますので、入札価格の算定には含めないでください。

CO<sub>2</sub> 対策コスト（円/kWh）＝

『様式 1 2 - 1 二酸化炭素排出係数算定書』に記載した  
基準排出係数との差  $[\Delta e]$  (t-CO<sub>2</sub>/kWh) × CO<sub>2</sub> 価格 (円/t-CO<sub>2</sub>) ※

※ CO<sub>2</sub> 価格は、『World Energy Outlook 2014 年度版』の現行政策シナリオにおける「2020 年(平成 32 年)値：20\$/t-CO<sub>2</sub>」および為替レート 105 円/\$ (2014 年(平成 26 年)平均値)にもとづき、「2,100 円/t-CO<sub>2</sub>」といたします。

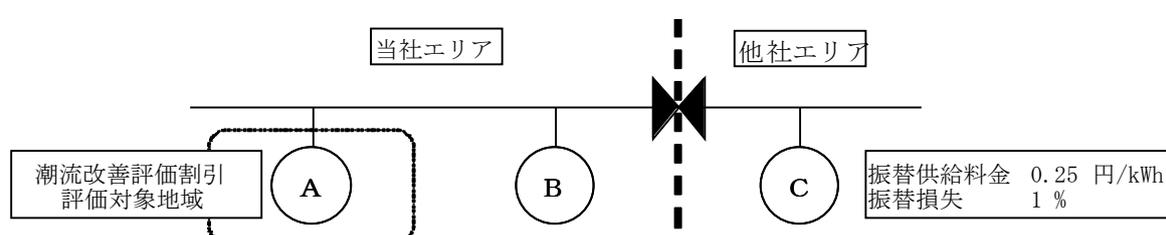
- この場合、当社に供給する電気の CO<sub>2</sub> 排出係数の実績については、受給期間にわたり、応札者側で契約排出係数（『様式 1 2 - 1 二酸化炭素排出係数算定書』の (e) の値）以下に調整していただきます。
- アグリゲーションによる供給を行う場合の CO<sub>2</sub> 排出係数については、『別紙 8 アグリゲーションによる場合の評価価格等の算定方法』を参照してください。

## アグリゲーションによる場合の評価価格等の算定方法

応札にあたり、アグリゲーションにより供給を行う場合、評価価格算定時に用いる各要素は、以下の方法により算出いたします。

なお、具体的な計算方法を数値でお示しするため、以下のA, B, Cの3発電所（Cは他社エリア、振替供給料金0.25円/kWh、振替損失1%）によるアグリゲーション（受給最大電力100MW）での受給例でご説明いたします。

【アグリゲーションのイメージ図】



〔各発電所別諸元（例）〕

	A発電所	B発電所	C発電所
入札価格 (円/kWh)	X (全発電所共通)		
連系エリア	当社エリア	当社エリア	当社以外の一般電気事業者のエリア
受給最大電力 (MW)	100		
発電所毎の受給最大電力 (MW)	30	40	50
年間基準電力量 (GWh)	600		
発電所毎の年間供給可能電力量の最大値 (GWh)	200	250	300
調整対象のCO <sub>2</sub> 排出係数※ (t-CO <sub>2</sub> /kWh)	$0.35 \times 10^{-3}$	$0.10 \times 10^{-3}$	$0.20 \times 10^{-3}$
潮流改善評価割引額 (円/kWh)	0.03	非対象	非対象
電源線等工事費 (特定負担分) の再算定結果の上昇率 (倍)	1.00	1.05	1.02
電源線等以外工事費 (一般負担分) の年経費 (百万円)	30	40	—

※ 各発電所のCO<sub>2</sub>排出係数と基準排出係数 ( $0.551 \times 10^{-3} \text{t-CO}_2/\text{kWh}$ ) との差

## 1 評価価格

- 電源ごとに、次の計算式による評価値の大きい順に、受給最大電力に達するまで、発電所ごとの受給最大電力を先取りして加重平均することにより評価価格を算定いたします。

評価値（当社エリア）＝ 判定価格 ＋ 電源線等以外工事費（一般負担分）

評価値（他社エリア）＝ 判定価格 / (1 - 振替損失率) + 振替供給に必要な料金

- 電源線等以外工事費（一般負担分）は、後述の「4 電源線等以外工事費（一般負担分）」の算定方法により算定いたします。
- 振替損失率、振替供給に必要な料金は、当該発電機の連系する一般電気事業者から当社エリアまでの振替に要する合算値といたします。
- また、複数の振替供給ルートが存在する場合は、上記評価値が最も大きくなるルートを選定いたします。

## 2 調整対象 CO<sub>2</sub>排出量（当社が調整する場合）

- 調整対象の CO<sub>2</sub>排出係数が高い電源から順に、年間基準電力量の値に達するまで発電所毎の年間供給可能電力量の最大値を先取りして算定いたします。

$$\begin{aligned} & \text{(A 発電所)} & \text{(C 発電所)} \\ & 0.35 \times 10^{-3} \text{ (t-CO}_2\text{/kWh)} \times 200 \text{ (GWh)} + 0.20 \times 10^{-3} \text{ (t-CO}_2\text{/kWh)} \times 300 \text{ (GWh)} \\ & \text{(B 発電所)} \\ & + 0.10 \times 10^{-3} \text{ (t-CO}_2\text{/kWh)} \times (600 - 200 - 300) \text{ (GWh)} = \boxed{140 \times 10^3 \text{ (t-CO}_2\text{)}} \end{aligned}$$

## 3 潮流改善評価割引額

- 潮流改善評価割引額が適用されない電源から順に受給最大電力の値に達するまで発電所毎の受給最大電力を先取りして算定いたします。

$$\begin{aligned} & \text{(A 発電所)} & \text{(B 発電所)} & \text{(C 発電所)} \\ & 0.03 \text{ (円/kWh)} \times \frac{(100 - 40 - 50) \text{ (MW)}}{100 \text{ (MW)}} \\ & = \boxed{0.003 \text{ (円/kWh)}} \end{aligned}$$

#### 4 電源線等以外工事費（一般負担分）

- ・ 電源線等以外工事費（一般負担分）の年経費が大きい順に受給最大電力の値に達するまで発電所毎の受給最大電力を先取りして算定いたします。
- ・ なお、再算定を行った場合は、再算定後の年経費を元に算定いたします。

$$\frac{\begin{array}{ccc} \text{(B 発電所)} & \text{(A 発電所)} & \text{(C 発電所)} \\ 40(\text{百万円}) \times 40(\text{MW}) & + 30(\text{百万円}) \times 30(\text{MW}) & + 0(\text{百万円}) \times (100 - 40 - 30)(\text{MW}) \end{array}}{100(\text{MW})}$$
$$= \boxed{25(\text{百万円})}$$

#### 5 電源線等工事費(特定負担分)の再算定がある場合

- ・ 電源線等工事費（特定負担分）の上昇額の大きい電源から順に受給最大電力の値に達するまで発電所毎の受給最大電力を先取りして算定いたします。

(『様式 1 0』入札価格計算書』における電源線等工事費が 0.20 円/kWh の場合)

$$\frac{\begin{array}{ccc} \text{(B 発電所)} & \text{(C 発電所)} & \text{(A 発電所)} \\ 0.20(\text{円/kWh}) \times \{1.05 \text{ 倍} \times 40(\text{MW}) + 1.02 \text{ 倍} \times 50(\text{MW}) + 1.00 \text{ 倍} \times (100 - 40 - 50)(\text{MW})\} \end{array}}{100(\text{MW})}$$
$$= \boxed{0.21(\text{円/kWh})}$$

#### 6 非価格要素ポイントの算定

- ・ アグリゲーションされた全ての発電所が、非価格要素の加点条件を満たしている場合に、加点評価することといたします。

### 振替供給に必要な料金および振替損失率

事業者間精算単価(円/kWh)

●本四連系の場合

	北海道	北本連系	東北	東京	FC	中部	北陸	関西	本四連系	中国	九州
〈北海道 ⇒ 四国〉	0.29	1.27	0.38	0.19	1.09	0.17		0.24	0.53		
〈東北 ⇒ 四国〉			0.38	0.19	1.09	0.17		0.24	0.53		
〈東京 ⇒ 四国〉				0.19	1.09	0.17		0.24	0.53		
〈中部 ⇒ 四国〉						0.17		0.24	0.53		
〈北陸 ⇒ 四国〉							0.28	0.24	0.53		
〈関西 ⇒ 四国〉								0.24	0.53		
〈中国 ⇒ 四国〉									0.53	0.37	
〈九州 ⇒ 四国〉									0.53	0.37	0.32

●阿南連系の場合

	北海道	北本連系	東北	東京	FC	中部	北陸	関西	阿南連系	中国	九州
〈北海道 ⇒ 四国〉	0.29	1.27	0.38	0.19	1.09	0.17		0.24	0.26		
〈東北 ⇒ 四国〉			0.38	0.19	1.09	0.17		0.24	0.26		
〈東京 ⇒ 四国〉				0.19	1.09	0.17		0.24	0.26		
〈中部 ⇒ 四国〉						0.17		0.24	0.26		
〈北陸 ⇒ 四国〉							0.28	0.24	0.26		
〈関西 ⇒ 四国〉								0.24	0.26		
〈中国 ⇒ 四国〉								0.24	0.26	0.37	
〈九州 ⇒ 四国〉								0.24	0.26	0.37	0.32

振替損失率(%)

●本四連系の場合

	北海道	北本連系	東北	東京(FC含む)	中部	北陸	関西	本四連系	中国	九州
〈北海道 ⇒ 四国〉	0.3%	4.1%	0.8%	4.5%	0.2%		-0.6%	-0.3%		
〈東北 ⇒ 四国〉			0.8%	4.5%	0.2%		-0.6%	-0.3%		
〈東京 ⇒ 四国〉				4.5%	0.2%		-0.6%	-0.3%		
〈中部 ⇒ 四国〉					0.2%		-0.6%	-0.3%		
〈北陸 ⇒ 四国〉						0.5%	-0.6%	-0.3%		
〈関西 ⇒ 四国〉							-0.6%	-0.3%		
〈中国 ⇒ 四国〉								-0.3%	1.4%	
〈九州 ⇒ 四国〉								-0.3%	1.4%	1.0%

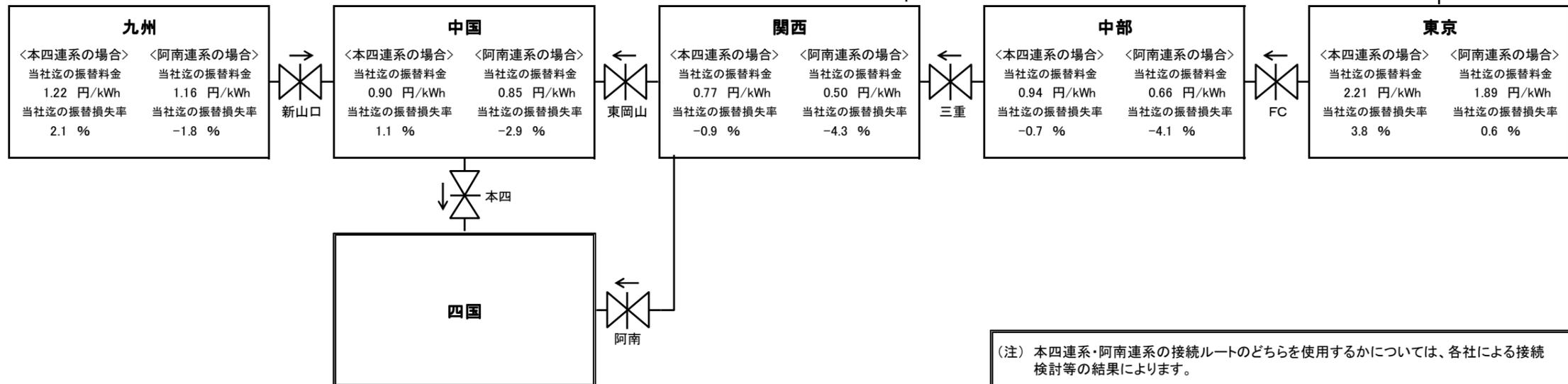
●阿南連系の場合

	北海道	北本連系	東北	東京(FC含む)	中部	北陸	関西	阿南連系	中国	九州
〈北海道 ⇒ 四国〉	0.3%	4.1%	0.8%	4.5%	0.2%		-3.5%	-0.8%		
〈東北 ⇒ 四国〉			0.8%	4.5%	0.2%		-3.5%	-0.8%		
〈東京 ⇒ 四国〉				4.5%	0.2%		-3.5%	-0.8%		
〈中部 ⇒ 四国〉					0.2%		-3.5%	-0.8%		
〈北陸 ⇒ 四国〉						0.5%	-3.5%	-0.8%		
〈関西 ⇒ 四国〉							-3.5%	-0.8%		
〈中国 ⇒ 四国〉							-3.5%	-0.8%	1.4%	
〈九州 ⇒ 四国〉							-3.5%	-0.8%	1.4%	1.0%

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、応札者の価格評価に用いる振替供給に必要な料金および振替損失率は、左表および下図のとおりとします。  
 なお、振替供給に必要な料金および振替損失率の見直しがあった場合は、要綱確定時に見直すことがあります。

[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1日時点)にもとづき、当社以外の一般電気事業者から当社迄の振替供給に必要な料金(以下「振替料金」といいます)を算定いたしました。
- 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1日時点)にもとづき、当社以外の一般電気事業者から当社迄の振替損失率を算定いたしました。



(注) 本四連系・阿南連系の接続ルートの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。

## 非価格要素の加点条件の判断基準

非価格要素の各項目において加点が成立する条件は、以下のとおりといたします。

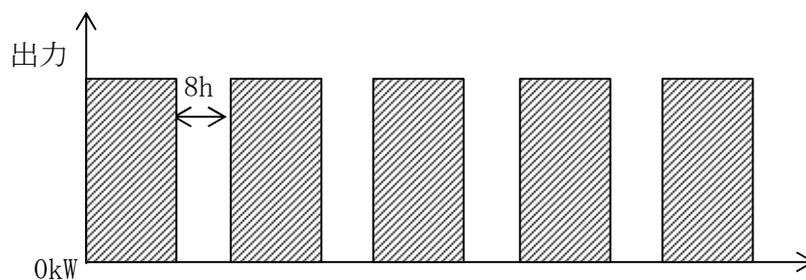
### 1 需給運用の弾力性

#### (1) 起動停止

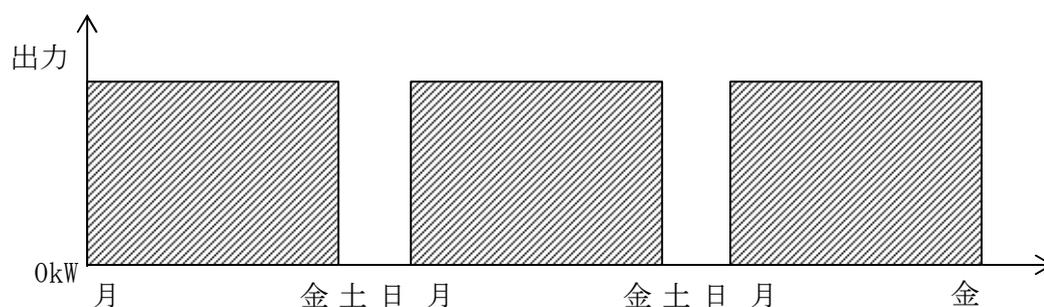
- ・ 今後の太陽光等の再生可能エネルギーの導入量拡大等を踏まえ、DSS、WSS 機能を有するものを評価いたします。
- ・ DSS については、解列から並列までの時間は 8 時間以内とします。

加点項目	加点条件		配点
需給運用の弾力性	起動停止	DSS 機能を有するもの	2
		WSS 機能を有するもの	1

#### ○ DSS イメージ



#### ○ WSS イメージ



## (2) ガバナフリー、AFC機能の両方を有するもの

- ・ 当社系統に連系する応札電源が、以下2つの機能の両方を具備する場合に加点評価いたします。
- ・ 配点は5ポイントといたします。

### ○ ガバナフリー

タービンの调速機構（ガバナ）において、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%程度）を具備したものとします。

### ○ AFC（Automatic Frequency Control：自動周波数制御）機能

受信したAFC信号に追従し、以下の条件で自動的に運転出力を変動させる機能を具備していただきます。AFC動作可能な出力範囲の下限は40%ECR\*以下、上限は定格出力とし、分割数は4分割以下とします。

アグリゲーションの場合は、受信したAFC信号を、アグリゲートされた全ての発電機へ送信していただく必要があります。

※ ECR（Economical Continuous Rating：発電プラントにおいて最も経済的になるように設計している負荷であり、標準条件のもとでのタービン定格負荷に相当）

項目		要求性能
出力変化幅	AFC 下限値～50% ECR 出力時	1%/分以上
	50% ECR 出力～定格出力時	3%/分以上

## (3) 最低負荷

- ・ 最低負荷について以下の条件が可能なものについて、加点評価いたします。

加点項目	加点条件		配点
需給運用の弾力性	最低負荷	20%ECR 以下のもの	1
		30%ECR 以下のもの	0.5

## 2 通告期限の弾力性

- ・ 受給最大電力の40%以下で連続運転が可能な設備であり、かつ、実需給に近い時間断面で柔軟に運転計画を変更できるものについて、加点対象といたします。

加点項目	加点条件		配点
通告期限の弾力性	受給最大電力の40%以下での連続運転が可能な設備であり、かつ通告期限が右を満たすもの	OTM機能を有し、指令に追従できるもの	6
		当日まで変更可能	4
		前日まで変更可能	2

- ・ 前日まで変更可能とは、「前日17時まで通告変更が可能であること」、当日まで変更可能とは、「当日実需給の1時間前まで通告変更が可能であること」といたします。

○ OTM (Online Telemeter : 運転基準出力指令装置) 機能

個々の発電設備等に出力目標値として送信された値 (以下「運転基準出力指令値」という。) に追従し、以下の条件で自動的に運転出力を変化させる機能を具備していただきます。

アグリゲーションの場合は、受信した OTM 信号を、アグリゲートされた全ての発電機へ送信していただく必要があります。

運転基準出力指令値に追従して運転している状態で AFC 信号を受信した場合は、AFC の出力変化速度で運転していただきます。

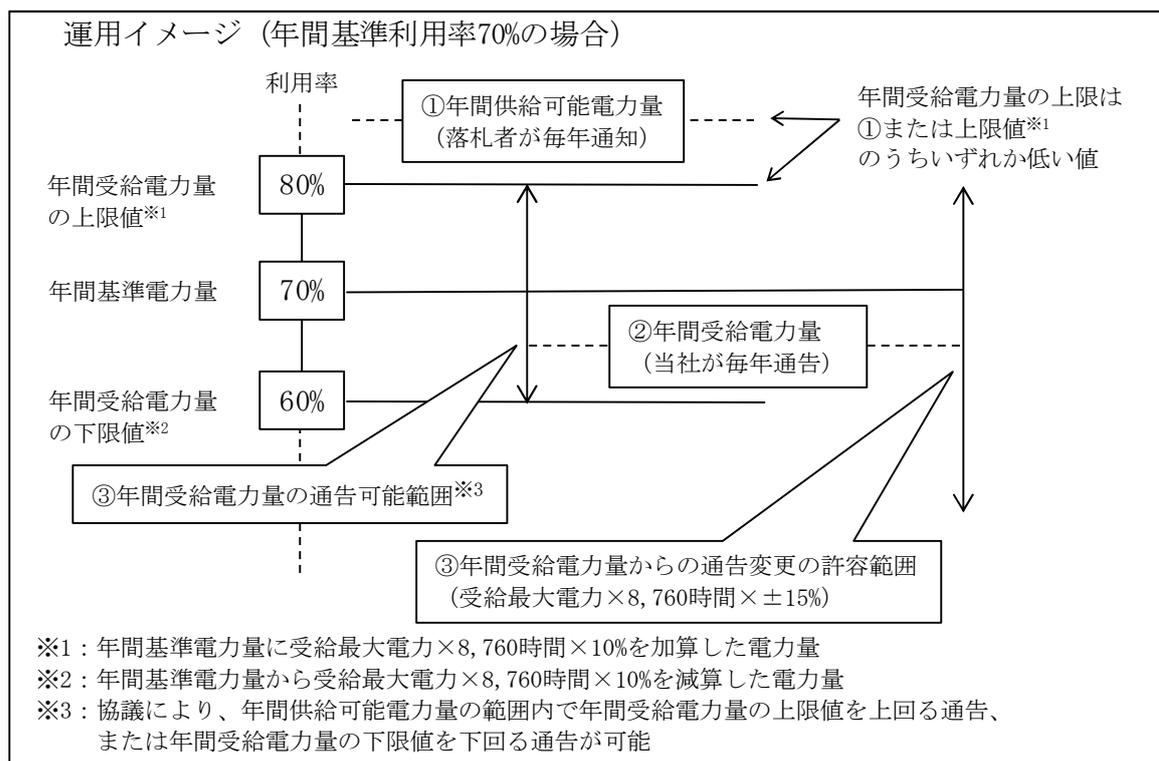
項目	要求性能
出力変化速度	50%出力～定格出力時 2%/分以上

3 利用率変動許容性

- ・ 利用率変動許容性について、年間受給電力量から受給最大電力に 8,760 時間を乗じて得た電力量の  $\pm 15\%$  の範囲で調整可能であるものについて、加点評価いたします。
- ・ 具体的には、各年度の通告電力量 (通告変更した場合は、変更後の値) の年度累計が、次の上限値および下限値の範囲まで許容できるものを加対象といたします。
- ・ 配点は 2 ポイントといたします。

通告電力量の年度累計	上限値 [キロワット時]	年間受給電力量 + (受給最大電力 × 8,760 × 15%) [キロワット時]                      [キロワット]                      [時間]
	下限値 [キロワット時]	年間受給電力量 - (受給最大電力 × 8,760 × 15%) [キロワット時]                      [キロワット]                      [時間]

※ あらかじめ落札者の承諾を得た場合を除き、当社が承認した年間供給可能電力量は上回らないものといたします。



#### 4 送電端熱効率 (LHV)

- ・ 新技術の採用（高い熱効率）による燃料消費量、CO<sub>2</sub> 排出量の低減効果を評価いたします。
- ・ 当社は、応札電源の発電規模（認可出力における発電端出力）における低位発熱量基準 (LHV) の送電端熱効率を確認し、加点条件に見合った配点を付与いたします。
- ・ 新設の場合は設計熱効率、既設の場合は平成 26 年度の実績熱効率といたします。

##### <石炭火力（微粉炭火力）の場合>

発電規模*	送電端熱効率 (LHV)	
	配点	
20万kW以上～50万kW未満	40.0%以上～41.0%未満	41.0%以上
50万kW以上～60万kW未満	41.5%以上～42.5%未満	42.5%以上
60万kW以上～70万kW未満	41.0%以上～42.0%未満	42.0%以上
70万kW以上	42.0%以上～43.0%未満	43.0%以上

※ 認可出力（発電端）

##### <天然ガス火力（ガスタービンコンバインドサイクル）の場合>

立地 地域	発電規模*	送電端熱効率 (LHV)	
		配点	
60Hz 地域	40万kW未満 [一軸型]	56.0%以上～57.0%未満	57.0%以上
	40万kW以上 [一軸型]	57.0%以上～58.0%未満	58.0%以上
50Hz 地域	50万kW未満 [一軸型]	57.0%以上～58.0%未満	58.0%以上
	50万kW以上 [一軸型]	58.0%以上～59.0%未満	59.0%以上
	80万kW以上 [多軸型]	55.0%以上～56.0%未満	56.0%以上

※ 認可出力（発電端）

#### 5 燃料調達の確実性

- ・ 燃料調達の具体的計画を有しているものに加点評価いたします。燃料調達の計画につきましては、『様式7燃料関係』に記載していただきます。
- ・ 配点は1ポイントといたします。

#### 6 環境負荷への配慮

- ・ 環境負荷の良い燃種を使用するものについて、加点評価いたします。
- ・ 具体的には、温室効果ガス排出係数が液化天然ガス(LNG)の排出係数<sup>※1</sup>以下の燃種、または、バイオマスの混焼割合がカロリー比で1%以上のものを加点対象といたします。
- ・ 配点は1ポイントといたします。

※1 液化天然ガス(LNG)の排出係数（省令<sup>※2</sup>にもとづく値）

	排出係数(t-C/GJ)
液化天然ガス(LNG)	0.0135

※2 特定排出者の事業活動に伴う温室効果ガスの排出量算定に関する省令

## 落札候補者の選定方法

当社は、総合ポイントが上位の応札者から受給最大電力を累計し、50万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、50万キロワットに達する最後の応札者までの受給最大電力の累計量が60万キロワットを超える場合には、50万キロワットに達する最後の応札者までの受給最大電力の累計量が60万キロワット以内となるよう調整いたします。

### 【具体例】

順位	応札者	受給最大電力	累計量	落札候補者
1	A社	15万kW	15万kW	○
2	B社	50万kW	65万kW	○または×
3	C社	30万kW	95万kW	○または×
4	D社	20万kW	115万kW	○または×

B社を落札候補者とした場合、上限である60万kWを超えるため、B社に上限である60万kWを超えない出力となる45万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】または 【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社は失格とし、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50万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60万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下となる場合、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50万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60万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下とな

る場合、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。

- 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、B社およびD社は失格とします。

- ※ 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いのもと書面でお伝えします。
- ※ 再算定後の提出書類は『15 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。



四国電力株式会社

お客さま本部 営業部

受給グループ「火力電源入札」係

〒760-8573 香川県高松市丸の内2番5号

電話：087-821-5061（代表）

お問い合わせは当社ホームページよりお願いいたします。

【火力電源入札専用サイト】

<http://www.yonden.co.jp/business/dealing/thermal/index.html>