

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（概要）

東京電力による電源入札では石炭火力の落札の可能性。石炭火力は安定供給・経済性に資するが環境面に課題。このため、本入札電源の必要性を確認しつつ、電力の安定供給の確保、燃料コストの削減、環境保全に取り組むための対応について両省間で議論し、以下の合意が得られた。

1. 電気事業分野における実効性ある地球温暖化対策のあり方

- ・ 今後作成する国の温室効果ガス排出削減目標と整合的な形で電力業界全体の実効性ある取組の確保が必要。以下を主な内容とする枠組の構築を促す。
 - ① 国の計画と整合的な目標が定められていること
 - ② 新電力を含む主要事業者が参加すること
 - ③ 責任主体が明確なこと（小売段階に着目）
 - ④ 目標達成に、参加者が全体として明確にコミットしていること
 - ⑤ 新規参入者等に対しても開かれており、かつ事業者の予見可能性が高いこと
- ・ 国の計画に上記に沿った自主的枠組みを位置づけ、PDCA を回す。

2. 環境アセスメントにおける二酸化炭素の取扱い

- ・ 国は、今次入札を含め、下記の観点により必要かつ合理的な範囲で審査していく。

(1) BAT (Best Available Technology)

- ・ 常に発電技術の進歩を促し、国際競争力の向上と環境貢献を行うことが重要との考え方に立ち、事業者がBATの採用を検討する際の参考となるよう国が発電技術を下記のとおり整理・公表。
- ・ 事業者は、環境アセスメント手続開始時点（入札の場合は契約後遅滞なく手続が行われることを前提に、入札時点）において、竣工に至るスケジュール等も勘案しながら(B)についても採用の可能性を検討した上で、(A)以上のものとするよう努める。
 - (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
 - (B) 商用プラントとして着工済みの発電技術及び商用プラントとしての採用が決定し環境アセスメント手続に入っている発電技術
 - (C) 上記以外の開発・実証段階の発電技術

(2) 国の目標・計画との整合性

a) 中期目標との関係

以下の場合においては、国の目標・計画との整合性は確保されているものと整理。

- ・ 上記枠組に参加し、CO₂ 排出削減に取り組んでいくこととしている場合
- ・ 枠組み構築までの間は、①枠組が構築されれば遅滞なく参加し、②枠組みが構築されるまでの間は、自主的取組として天然ガス火力を超過する分に相当する純増分について海外での削減に係る取組を行うなどの措置を講じることとしている場合。

b) 2050年目標との関係

- ・ 国は、従来から実施中の研究開発等に加え、炭素貯留適地の調査や CCS Ready の内容の整理等を進め、事業者は、今後の革新的な CO₂ 排出削減対策について継続的に検討。

3. その他の取組

- ・ エネルギー政策の検討を踏まえたエネルギー転換部門の排出抑制等指針の策定や再エネ・省エネを含め、国及び事業者は CO₂ 削減に向けた各般の取組を行う。

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

経済産業省・環境省

東京電力株式会社（以下「東京電力」という。）による平成 24 年度電力卸供給入札では、石炭火力の落札の可能性がある。石炭火力は安定供給・経済性に資するが環境面に課題があることから、経済産業省及び環境省は、平成 25 年 2 月 7 日に「東京電力の火力電源入札に関する関係局長級会議」を設置し、電力の安定供給の確保、燃料コストの削減、環境保全に取り組むための対応について議論を進めてきたところ、以下の合意が得られたので、今般その成果を取りまとめることとする。

1. 東京電力の電力需給の状況及び見通し

- (1) 「総合特別事業計画」（平成 24 年 4 月 27 日 原子力損害賠償支援機構・東京電力。以下「総特」という。）によれば、総特記載の全ての発電能力の強化を行っても、2021 年（平成 33 年）の東京電力管内の最大需要時の供給予備率は、需給調整契約の発動も想定して 7.3%。想定しなければ 2.8%の水準。
- (2) ただし、総特は、過去の省エネ・再エネの導入実績を基に見通しを立てており、今後の省エネ・再エネ政策の効果は織り込まれていない。この点は、政策効果等が実現されたことを織り込む国の需要見通しとは性格が異なる。
- (3) 電気事業者は、自らはもとより、需要側を含めた省エネや再エネの導入等に努めることとしており、国の政策と併せて、今後、その効果が現れてくれば、その実績をベースに事業者の需要予測等も見直しが行われる。

2. 今次の入札電源の必要性

- (1) 上記の省エネや再エネの導入等に努めてもなお、安定供給確保のために本入札電源は必要。安価なベース電源の確保をすることで燃料コスト削減にも効果。
- (2) 再エネ・省エネ推進政策が効果を上げ、需要が減少した場合においては、現在 2021 年度時点においてミドル・ピーク用の老朽電源約 1 千万 kWの一部の廃止等による対応が見込まれており、入札電源の必要性は変わらない。

- (3) 震災後失われたベース電源整備に伴う、再エネの導入推進に必要な調整電源の確保についても、過去と比較して東電のミドル・ピーク電源の割合は非常に高いこと等から、当面、相当規模の調整電源が確保される見込み。加えて、再エネは既に優先給電の対象となっており、必要があれば再エネのために火力等の出力抑制もなされ得る。今後とも、状況を見て、必要があれば国としても、東京電力としても更なる対策を検討していく。

3. 電気事業分野における実効性ある地球温暖化対策のあり方

- (1) 国としては、COP19 までに、25%削減目標をゼロベースで見直す。その実現のための地球温暖化対策計画を策定する。今次入札電源によるCO₂排出量の純増分は、目標検討時に所与のものとはしない。
- (2) エネルギー政策の検討を踏まえた国の地球温暖化対策の計画・目標の策定と併せて、特に電気事業分野については、環境アセスメントのCO₂の扱いの明確化の観点も踏まえ、上記目標と整合的な形で電力業界全体の実効性のある取組が確保されることが必要であり、以下を内容とする電力業界全体の枠組の構築を促す。
- ① 国の計画と整合的な目標（排出係数を想定）が定められていること
 - ② 対策を実効あらしめるため、新電力を含む主要事業者が参加すること（環境アセスメント対象となる新增設石炭火力から電力調達を予定する電気事業者は確実に参加することを想定）
 - ③ 枠組全体の目標達成に向けた責任主体が明確なこと（従前と同様に、需要家に電力を販売する小売段階に着目することを想定。この場合、小売段階が調達する電力を通じて発電段階等での低炭素化が確保される）
 - ④ 目標達成について参加事業者が全体として明確にコミットしていること（目標達成の手段として、二国間オフセット・クレジットやCDMの取得など我が国の優れた発電技術等の国際展開による排出削減等の取組も可能）
 - ⑤ 新規参入者等に対しても開かれており、かつ事業者の予見可能性の高い枠組とすること（参加手続を含め、競争制限的・参入抑制的・不公平な枠組としない）
- (3) 京都議定書目標達成計画における電気事業分野での自主的な取組に係る記載も踏まえつつ、新たな国の地球温暖化対策計画において、電気事業分野における上記取組の必要性と、それに沿った自主的枠組みが構築されればそれを位置付け、国においても取組等のPDCAを回していく。

4. 環境アセスメントにおける二酸化炭素の取扱い

地球温暖化問題の性格上、全体で管理する枠組により対策の実効性を確保することが基本となるが、二酸化炭素排出量が非常に大きい火力発電所の個々の建設に係る環境アセスメントにおいて、事業者が利用可能な最良の技術 (BAT = Best Available Technology) の採用等により可能な限り環境負荷低減に努めているかどうか、また、国の二酸化炭素排出削減の目標・計画と整合性を持っているかどうかについて、今次入札を含め、下記の観点により必要かつ合理的な範囲で国が審査する。

(I) BAT

- (1) 発電設備の導入に当たっては、競争を通じて、常に発電技術の進歩を促し、発電事業における我が国の技術優位を維持・向上させ、国際競争力の向上と環境貢献を行うことが重要。
- (2) この考え方に立ち、今後の発電技術の開発動向も勘案して、発電技術を以下の3つに分類し、事業者がBATの採用を検討する際の参考となるよう、「最新鋭の発電技術の商用化及び開発状況」(以下「BATの参考表」とする。)を規模や燃料種に応じて国が整理し、公表する。(今次入札に間に合うよう、まずは暫定版を公表する。詳細別添)
 - (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
 - (B) 商用プラントとして着工済みの発電技術及び商用プラントとしての採用が決定し環境アセスメント手続に入っている発電技術
 - (C) 上記以外の開発・実証段階の発電技術
- (3) 事業者は、竣工に至るスケジュール等も勘案しながら(B)についても採用の可能性を検討した上で、(A)以上のものとするよう努める。国は、こうした事業者の検討の内容を確認することにより、審査を行うものとする。
- (4) 一方、(C)については、メーカー等がなお一層の技術開発を進めたり、国が政策支援を検討したり、信頼性等があると判断した事業者が自主的に採用を判断する参考情報となるものである。
- (5) なお、国においては、主に(C)段階における新技術の開発や(A)～(B)段階における導入促進に対して的確に政策支援等を行うことで、新たな技術が着実に実用化・導入されていくよう努める。
- (6) BATの参考表は、客観性を確保するために、発電設備メーカーや電気事業者等からのヒアリングを基に、必要に応じ外部有識者等の意見も聴き、策定・更新する。なお、BATの参考表は、原則として毎年度見直し、必要に応じ随時更新する。
- (7) 環境アセスメント手続開始時点において、BATが採用されているか否かの判断を行うことを基本とする。ただし、当該発電設備の設置が入札を伴う場合には、計画的応札に支障のないよう、入札実施者は契約後遅滞なく環境アセスメントの手続が行われることを前提として、上記のBATの考え方を踏まえて、入札要綱等において技術要件を定めることとし、その時点でBATが採用されているか否かの判断を行う。

(II) 国の目標・計画との整合性

- (1) 中期目標との関係

少なくとも以下の場合においては、経済産業省令¹に照らし、事業者が「国の目標・計画の達成に努めることを目的として環境保全措置を検討している」と判断できることから、国の目標・計画との整合性は確保されているものと整理する。

- ① 3. の枠組に事業者が参加し、当該枠組の下で二酸化炭素排出削減に取り組んでいくこととしている場合
- ② 上記枠組が構築されるまでの間においては、事業者が、これが構築された後に遅滞なく参加し、当該枠組の下で計画的に二酸化炭素排出削減の取組を行うこととしている場合であって、その間は、「当面の地球温暖化対策に関する方針」（平成25年3月15日地球温暖化対策本部決定）において「それぞれの取組状況を踏まえ…同等以上の取組を推進すること」が求められていることを踏まえ、事業者（入札を行う場合は入札実施者）が自主的な取組として天然ガス火力を超過する分に相当する純増分²について海外での削減に係る取組を行うなどの環境保全措置を講じることとしている場合

(2) 2050年目標との関係

- (7) 国は、当面は、火力発電設備の一層の高効率化、2020年頃のCCSの商用化を目指したCCS等の技術開発の加速化を図るとともに、CCS導入の前提となる貯留適地調査等についても早期に結果が得られるよう取り組む。

¹ 発電所の設置又は変更の工事に係る環境影響評価の項目並びに当該項目に係る調査、予測及び評価を合理的に行うための手法を選定するための指針、環境の保全のための措置に関する指針等を定める省令（平成10年6月12日通商産業省令第54号）

² 例えば、運転開始時に稼働を代替する自社又は他社の発電所が特定できる場合にはそれとの差に相当する分や、最新型の天然ガス火力発電所との差に相当する分等が考えられる。なお、稼働の代替は小売段階に着目することを想定している。

- (イ) 商用化を前提に、2030年までに石炭火力に CCS を導入することを検討する。また、貯留適地の調査や、商用化の目処も考慮しつつ CCS Ready において求める内容の整理を行った上で、出来るだけ早期に CCS Ready³の導入を検討する。上記の検討状況については、随時、事業者に対し情報を提供する。
- (ウ) 2050年までに温室効果ガス排出量 80%削減を目指すために、2050年までの稼働が想定される発電設備については、事業者に対し、二酸化炭素分離回収設備の実用化に向けた技術開発を含め、今後の革新的な二酸化炭素排出削減対策についても継続的に検討を進めることを求める。

5. CO₂削減に向けたその他の取組

- (1) 国は、二国間オフセット・クレジットや CDM の取得等に係る枠組みの整理等を進める。
- (2) 国及び電気事業者は、3Eの観点から適切な場合には、自らの再エネ導入や、省エネ・再エネ等需要家側の二酸化炭素排出抑制対策、再エネの導入に必要な調整電源の確保、最新設備への置き換えなど環境に配慮した高効率な天然ガス火力や石炭火力の導入の推進、需要見通しの見直しによる需要変動に応じた老朽設備の廃止等、バイオマス混焼など発電段階での電源の低炭素化等による二酸化炭素の排出低減に引き続き努める。
- (3) 地球温暖化対策の推進に関する法律第 21 条の規定において、主務大臣（環境大臣、経済産業大臣及び事業所管大臣）は、事業者が同法上の努力義務を果たす上で講ずべき措置に関して、その適切かつ有効な実施を図るための必要な指針（排出抑制等指針）を公表することとされている。エネルギー転換部門における排出抑制等指針についても、今後策定されるエネルギー基本計画や地球温暖化対策の中期目標・計画を踏まえ、策定する。

³ 具体的な CCS Ready の要件については EU 指令も参考にしつつ今後検討する。2009年6月の EU 指令では、30万 kW 以上の火力発電所の新設に係る許認可要件において満たすべき CCS Ready の要件として、①適切な CO₂ 貯留地点が存在すること、②CO₂ 輸送が技術的かつ経済的に可能なこと、③将来の CO₂ 回収・圧縮設備の建設が技術的かつ経済的に可能であることについての調査を要求している。調査の結果、技術的かつ経済的に実行可能である場合には、CO₂ 回収及び圧縮に必要な施設のためのスペースを確保する必要がある。

BATの参考表【平成26年4月時点】

- 本表は、平成25年12月時点で確認ができる情報に基づいて整理をしたものである。原則として、今後毎年度見直し、必要に応じて随時更新する。
 ○ 下記(A)については、環境影響評価法が施行された平成11年(1999年)以降に商用運転開始している発電設備を整理し、設計熱効率が最良となる発電方式について、発電規模別に整理を行ったもの。
 ○ (B)に記載された発電技術について、革新的な発電技術の場合には、経済性、信頼性について問題がないことを確認するため、商用運転開始後2年程度を経過した時点で、その間に経済性・信頼性を損なうような特別な事情(通常運転が継続出来ないような事情等)が生じた場合を除いて、(A)に記載することとする。
 ○ 熱効率は立地条件(海水温や気温等)やレイアウト、燃料の性状、メーカー毎の詳細設計、周辺機器の性能等により変動するため、下記に整理した設計熱効率はあくまで目安である。
 ○ 海外で採用されている発電技術の中には、下記に記載した発電技術の性能と同等程度のものであるものがあることにも留意する。
 ○ このBATの参考表では石炭火力と天然ガス火力に関する発電技術を整理している。石炭や天然ガス以外の燃料種(副生ガス等)を用いて発電(専/混焼)を行う場合においては、当該燃料種の性質や調達方法、発電規模等を適切に勘案した上で、最適な発電方式を検討することが必要となる。

(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

発電規模 【kW】	発電方式 【燃焼度等】	燃料		フェーズ	設計熱効率(発電端) 【%:HHV】 (カッコ内の値は%: LHV)	設計熱効率(送電端) 【%:HHV】 (カッコ内の値は%: LHV)
		燃料種	燃料仕様			
石炭火力						
90~110万kW級	微粉炭火力 【超々臨界圧(USC)】	石炭	○ 瀝青炭で灰融点の高い石炭(灰 溶解温度1400℃超)主体	商用運転中	43 (45)	40 (42)
70万kW級	微粉炭火力 【超々臨界圧(USC) /超臨界圧(SC)】	石炭	○ 瀝青炭で灰融点の高い石炭(灰 溶解温度1400℃超)主体	商用運転中	42.5※ (44.5)	40 (42)
60万kW級	微粉炭火力 【超々臨界圧(USC)】	石炭	○ 瀝青炭で灰融点の高い石炭(灰 溶解温度1400℃超)主体	商用運転中	42 (44)	39 (41)
50万kW級	微粉炭火力 【超臨界圧(SC)】	石炭	○ 瀝青炭で灰融点の高い石炭(灰 溶解温度1400℃超)主体	商用運転中	42.5 (44.5)	39.5 (41.5)
20万kW級	微粉炭火力 【亜臨界圧(Sub-C)】	石炭	○ 瀝青炭で灰融点の高い石炭(灰 溶解温度1400℃超)主体	商用運転中 (主に自家消費用や系統規模の小さい箇所に設置される電源に採用される)	41 (43)	38 (40)
	石炭ガス化複合発電 (IGCC)【空気吹き】【1200℃級】	石炭	○ 灰融点の低い石炭(灰溶解温度 1400℃以下)主体	実証機を商用化 (実証試験において一定の信頼性は確認されているが、実証機の建設費に国が3割の補助をしたため、経済性については精査が必要である)	46 (48)	40.5 (42)

※ 70万kW級の石炭火力について、発電端熱効率(HHV)で44%を超えるものも存在するが、立地条件の特殊性に応じたプラント設計が要因であるため、表には記載していない。

天然ガス火力						
<東日本(50Hz地域)> ※						
80万kW級	ガスタービンコンバインドサイクル (GTCC)【1450℃級】【多軸型】	LNG	-	商用運転中	50.5 (56)	49 (55)
50万kW級	ガスタービンコンバインドサイクル (GTCC)【1500℃級】【一軸型】	LNG	-	商用運転中	53 (59)	52 (58)
40万kW級	ガスタービンコンバインドサイクル (GTCC)【1400℃級】【一軸型】	LNG	-	商用運転中	52 (58)	51 (57)
<西日本(60Hz地域)> ※						
60万kW級	ガスタービンコンバインドサイクル (GTCC)【1300℃級改良型】【多軸 型】	LNG	-	商用運転中	52 (58)	51 (57)
40万kW級	ガスタービンコンバインドサイクル (GTCC)【1500℃級】【一軸型】	LNG	-	商用運転中	52 (58)	51 (57)
30万kW級	ガスタービンコンバインドサイクル (GTCC)【1400℃級】【一軸型】	LNG	-	商用運転中	51 (57)	50 (56)
20万kW級	ガスタービンコンバインドサイクル (GTCC)【1200℃級】【一軸型】	LNG	-	商用運転中	51.5 (57)	50.5 (56)

※ 汎用品であるガスタービンは、周波数(50/60Hz)に応じた製品ラインナップが整えられていることを踏まえ、東日本[50Hz地域]/西日本[60Hz地域]で分けて分類している。

(B) 商用プラントとして着工済み(試運転期間等を含む)の発電技術及び商用プラントとしての採用が決定し環境アセスメント手続きに入っている発電技術

発電規模 【kW】	発電方式 【燃焼度等】	燃料		フェーズ	設計熱効率(発電端) 【%:HHV】 (カッコ内の値は%: LHV)	設計熱効率(送電端) 【%:HHV】 (カッコ内の値は%: LHV)
		燃料種	燃料仕様			
石炭火力						
60万kW級	微粉炭火力 【超々臨界圧(USC)】	石炭	○ 瀝青炭で灰融点の高い石炭(灰 溶解温度1400℃超)主体	建設中 【2020年度商用運転開始予定】	42.5 (44.5)	40.5 (42.5)
天然ガス火力						
<東日本(50Hz地域)> ※						
70万kW級	ガスタービンコンバインドサイクル (GTCC)【1600℃級】【一軸型】	LNG	-	建設中 【2016年度商用運転開始予定】	54.5 (61)	53 (59.5)
50万kW級	ガスタービンコンバインドサイクル (GTCC)【1600℃級】【一軸型】	LNG	-	環境アセスメント手続中 【2018年度商用運転開始予定】	56 (62)	55 (61)
<西日本(60Hz地域)> ※						
110万kW級	ガスタービンコンバインドサイクル (GTCC)【1600℃級】【多軸型】	LNG	-	建設中 【2017年度商用運転開始予定】	55.5 (62)	54 (60.5)
50万kW級	ガスタービンコンバインドサイクル (GTCC)【1600℃級】【一軸型】	LNG	-	平成25年度8月運転開始 (革新的技術のため、経済性、信頼性について確認中)	54 (60)	52.5 (58.5)

※ 汎用品であるガスタービンは、周波数(50/60Hz)に応じた製品ラインナップが整えられていることを踏まえ、東日本[50Hz地域]/西日本[60Hz地域]で分けて分類している。

(C) 上記以外の開発・実証段階の発電技術

発電規模 【kW】	発電方式 【燃焼度等】	燃料		フェーズ	設計熱効率(発電端) 【%:HHV】 (カッコ内の値は%: LHV)	設計熱効率(送電端) 【%:HHV】 (カッコ内の値は%: LHV)
		燃料種	燃料仕様			
石炭火力						
50~100万kW級	微粉炭火力 先進超々臨界圧(A-USC)	石炭	○ 瀝青炭で灰融点の高い石炭(灰 溶解温度1400℃超)主体	高温耐熱材料の開発や2段再熱方式のシステムの検討等の要素技術の開発段階【2020年代実用化を目標】	-	46 (48)
40~50万kW級	石炭ガス化複合発電 (IGCC)【空気吹き】【1500℃級】	石炭	○ 灰融点の低い石炭(灰溶解温度 1400℃以下)主体	1200℃級の実証試験は終了。ガスタービン燃焼温度を上げるため、燃焼器部分等の開発が必要となる。	-	46 (48)
17万kW級	石炭ガス化燃料電池複合発電 (IGFC)	石炭	○ 瀝青炭~瀝青炭 ○ 灰融点温度の低い石炭(1500℃ 以下)	要素技術の実証試験段階(酸素吹IGCC実証機の詳細設計段階) (2018年度に酸素吹IGCCの実証試験終了予定、IGFCの実証試験終了 予定は2021年頃)【2030年代実用化を目標】	-	55
天然ガス火力						
60万kW級	コンバインドサイクルガスタービン (GTCC)【1700℃級】	LNG	-	実証試験段階 (冷却システムや燃焼器技術などの個別要素技術の開発・検証) 【2020年度実証試験終了予定】	-	57 (63)
10万~20万kW	高温分空気利用ガスタービン (AHAT)	LNG	-	実証試験段階 (高温分燃焼器などの個別要素技術開発・検証) 【2020年度実証試験終了予定】	-	51 (56.7)

(参考1) 石炭火力の発電方式について

亜臨界圧(Sub-C: Sub Critical、ボイラの型式がドラム式)・・・蒸気圧力が22.1MPa未満。発電規模が大規模なものには、熱効率の良いUSCやSCが採用されるが、小規模のものにはSub-Cが採用されている。
 超臨界圧(SC: Super Critical)・・・蒸気圧力が22.1MPa以上かつ主蒸気温度が566℃以下。設計によってはUSC並の熱効率となるものもある。
 超々臨界圧(USC: Ultra Super Critical)・・・超臨界圧(SC)のうち、主蒸気温度が566℃を超えるもの。発電規模が大規模となるため、小規模なものには採用不可。

(参考2) HHV(高位発熱量基準)とLHV(低位発熱量基準)の熱効率の関係式

石炭: 熱効率(LHV) = 熱効率(HHV) / 0.95、LNG: 熱効率(LHV) = 熱効率(HHV) / 0.9

(参考3) 送電端熱効率と発電端熱効率の関係式

送電端熱効率 = 発電端熱効率 × (1 - 所内率)
 【所内率: 石炭: 6.2%、LNG: 2.0% (出典: コスト等検証委員会報告書(平成23年12月19日))】