

発電ベンチマーク（案）について

2025年10月

資源エネルギー庁 電力・ガス事業部

本WGにおける検討の進め方

- 第1回及び第2回では、発電分野をめぐる最近の動向の確認や、業界からのヒアングを実施して、ベンチマークの検討にあたって考慮が必要な事項を整理した。
- 第3回では、これまでの議論を踏まえ、ベンチマーク指標の算定式の案について議論を深める。

本日

第1回WG

- 発電ベンチマーク検討WGの設置
- 発電分野をめぐる最近の動向
- 今後の調査の実施

次回以降

(計2回程度)

- 業界からのヒアリング
- 対象範囲 (対象者、対象電源、プロセスバウンダリー)
- 算定方法 (混焼の扱い等)
- BM案提示

秋頃

小委員会

- BM水準の提示

秋以降

本年度最終回

- 具体的水準の提示
- とりまとめ

本日の御議論

- 第2回WGでは、業界からのヒアリングを実施し、発電ベンチマークをどのように設計すべきかという観点から様々なご意見をいただいた。
- 本日は、これまでの議論踏まえ、発電ベンチマークの算定式等の事務局案について、ご議論いただきたい。

第2回WGでの主な議論①

(規制の強度の考え方)

- エリア間で設備構成の違いが大きく、地域や事業者ごとにCPによる影響の大きさが異なるため、規制の強度は慎重な検討が必要と改めて認識。
- 事業者の負担が過大とならないよう、**技術の動向も踏まえて、現実的かつ着実に実行できる水準設定が重要**。石炭火力は、当面の供給力確保の観点からは、いきなり全てが不採算に陥らないように、**移行段階にある設備が炭素コストを払ってもなお、存続可能な水準とする必要**。また、第2フェーズにおいても、**短期間で率先して大幅な脱炭素の取組を行った事業者が市場や社会で評価される枠組みも大切**。
- BM設定の強度と、非化石価値取引市場を通じた脱炭素電源の投資インセンティブとの強度の間で、バランスを適切に評価することが重要。
- 一定程度、（燃種別と）全電源平均を加重平均して取り込んで、出口の水準に線形で近づけていくステップを踏むことが望ましいのではないかと。その際、制度のひずみが出るのはしょうがないが、（全火力でみたら効率の良い）**非効率LNG火力へのペナルティが大きな経済的インパクトとならないような強度が大事**。
- BMの設計において、**CNまでの経路は事業者が選択できる自由度を高めることが重要**。研究開発投資が失速することにつながりかねないかもしれない。また、ベースラインクレジット的な考えで、これまでの企業の努力も取り込めるようにしてはどうか。
- 長期的には、再エネ、原子力、CCS等、オプションを広く取った方がいいため、全電源で考えた方がいいが、短期ではできないので、**ロードマップなどのように長期の予見性も立つような形で提示をしていくことも重要**。

第2回WGでの主な議論②

(対象範囲)

- 対象者、バウンダリーについては事務局案に賛成。
- 発電事業の規模で発電BMの対象範囲を設定すると、大規模な発電所と小規模な発電所を一緒に比べるのではなく、規模や効率でグループ分けする必要を強く感じる。
- 発電事業でない発電は、制度の対象外となるのか、別のBMの対象となるのか、制度の穴になっていないか注意が必要。化石燃料賦課金や特定事業者負担金の対象者との整理もあるか。
- 製造系の自家発について、基本的には製造業BMでみていただくといい。発電BMで見ると、全体の効率性を阻害しない必要があり、その算定式は相当複雑になるのでは。安易にGFにしてしまうと、GFの方が厳しめに出てしまうので、事業者がいい取り組みをしているのに不利になり、撤退しなければいけないとなると、経済と環境の好循環に悪影響。

(熱、蒸気供給の扱い)

- 熱と蒸気の割当てを、GFで、発電BMの外で考えるときには、その割当てが過少・過剰にならないように注意が必要か。
- コージェネレーションについて、熱は発電BMの対象外と理解。アウトプットとして熱・電気が出た際にはCO₂は按分し、発電BMでは、電気だけを対象に含めるものと理解。

第2回WGでの主な議論③

(副生ガスの混焼の扱い)

- CO2削減、環境貢献の観点から副生ガスの燃焼利用を阻害する制度設計とならないような配慮が必要。例えば、EU-ETSでは、標準的な燃料と比べて追加的な排出に相当する排出枠を、別途割り当てる措置を行っている。製造業BMWGと連携し、適切に対処してほしい。

(沖縄エリアへの考慮)

- 全国と同じBMを適用することは難しいと理解。沖縄を特別扱いする必要はあるが、地域でというよりは、規模感でグループ分けするのがいいではないか。
- 沖縄は系統が切り離されており、大型で効率が良いものを使う選択肢がないというのが重要な要素。沖縄本島は制度から除外できなくても一定の補正が必要。
- 沖縄の配慮が必要な一番の理由は、電力の安定供給のための周波数や電圧の維持。個別の発電機のみならず沖縄エリアの電力システムとしての配慮が重要。送配電網や環境も安定供給の上では重要な役割。
- 沖縄は、そもそもETSの枠から外した方がシンプルで楽かという気もするが、外すのが難しいというのもあるので、発電BMで算定式を別で用意するということになるか。

(その他御指摘)

- BMの達成のために燃種の異なる火力発電の差し替えや供給力に対して抑制的な運用が想定されるが、これらが売り惜しみの行為に該当しないか確認することが必要。
- 電気料金への価格転嫁について、転嫁を前提に、どこが課題になるのか、早めの検討が必要。

発電BM検討にあたっての論点

① 発電BMの対象者

② 発電BMの対象範囲（バウンダリー）

③ 発電BMの対象電源（活動量の対象）

④ 副生燃料等の混焼の扱い

⑤ 割当量（BM水準含む）の算定式

⑥ その他考慮事項

第2回（前回）で議論

第3回（今回）で議論

発電BM策定の基本的な考え方

- 排出量取引制度を含む成長志向型カーボンプライシング構想は、2050年カーボンニュートラル（CN）の実現に向けた構想。委員からは、2050年CNの観点からはCO2を排出する火力発電のみならず、再エネ、原子力等も含めた全電源を念頭においた制度設計とすることが整合的であるとのこと指摘があった。
- この点、2033年度からは、燃種・発電種別にかかわらず、発電事業者のCO2排出量の一部に対する有償オークションが義務づけられる第3フェーズが開始される予定。第3フェーズ開始後は、CO2を排出することそのものに負担が課され、再エネ、原子力等の脱炭素電源による発電にインセンティブが働くことになることを考えると、中長期的には、全電源を考慮した制度運用が想定されており、ご指摘と整合性のある制度設計となっている。
- 一方で、委員からは、制度開始当初については、足元の必要な供給力確保が重要であること、発電所の建設や火力発電の脱炭素化には一定の時間を要すること、これまでの取組との整合性等も考慮し、急激な事業環境の変化を避けながら、一定の時間をかけて火力発電のCO2排出量の削減を求めるようなBM水準の策定が重要ではないかとの御意見もいただいているところ。
- これらの御意見を踏まえ、第2フェーズにおいては、CO2排出源である火力発電に着目したベンチマークを定めることとし、①制度開始当初3年間は、燃種別のベンチマークを用い、②その後、徐々に、燃種別水準と全火力水準をミックスして全火力水準へとベンチマークを近づけ、③第3フェーズが開始する2033年度には全火力水準までベンチマークの水準を引き下げていくという基本的な考え方の下、具体的なベンチマークの設定を行っていくこととしてはどうか。
- こうした考え方により、急激な事業環境の変化を避けつつ、2050年に向け段階的に制度の強度を強めることで、エネルギーの安定供給の確保を大前提に、着実に2050年カーボンニュートラルの実現に向けた取組を進めていく。
- その際、燃種別ベンチマークの区分は、省エネ法ベンチマークを参考に、①石炭、②可燃性天然ガス及び都市ガス、③石油その他の燃料の3区分としてはどうか。

【参考】発電方式の分類

- 燃料種ごとの発電効率の向上を目指すことが適当であるとの観点から、発電設備に投入するエネルギー（※非化石エネルギーを含む）のうち、割合が最も高い燃料（主燃料）により発電方式の分類を判断する。

発電方式の分類

発電設備に投入するエネルギーのうち割合が最も多い燃料が
石炭の場合

▶ **石炭**による火力発電

発電設備に投入するエネルギーのうち割合が最も多い燃料が
可燃性天然ガス及び都市ガスの場合

▶ **可燃性天然ガス及び都市ガス**による火力発電

発電設備に投入するエネルギーのうち割合が最も多い燃料が
石油その他の燃料（石炭と可燃性天然ガス及び都市ガス以外の燃料）の場合

▶ **石油その他の燃料**による火力発電

論点③ 発電BMの対象電源（活動量の対象）

- 第2フェーズにおいては、CO2排出源である火力発電に着目したBMとする案をご提示したところ。その考え方を踏まえると、発電BMにおける活動量は、火力発電の発電電力量とすることが適当だが、基準活動量の算定にあたり、非化石燃料分の発電電力量を活動量にカウントするかどうかが論点。
- この点、水素・アンモニア等の非化石燃料の化石燃料への混焼は、火力発電の脱炭素化に向けたステップとして現実的な手段であり、火力発電の脱炭素化を目指すETS制度において、非化石燃料分の発電電力量も活動量に含め、割当の対象とすることを原則とすることが適当ではないか。
- ただし、主たる燃料が非化石燃料となる等、非化石燃料の混焼割合が高い場合の取扱いについては、事業実態を踏まえ、更なる検討が必要ではないか。特に、バイオマスの専焼設備として届出を行っている設備において一定の化石燃料を混焼する場合には、化石燃料の混焼分の発電電力量のみを活動量にカウントすることが適当ではないか。

※非化石燃料は例えば、水素・アンモニア、バイオマス、廃棄物等。

※なお、CCSの取扱いについては、貯留量の算定方法等が定まっていないことから、発電分野以外も含め、将来的に検討。

論点④ 副生燃料等の混焼の扱い

- 燃種別ベンチマークの区分は、省エネ法ベンチマークを参考に、①石炭、②可燃性天然ガス及び都市ガス（以下単に「LNG」という）、③石油その他の燃料（以下「石油等」という）の3区分としてはどうか。
- 省エネ法では、発電設備に投入するエネルギー（※非化石エネルギーを含む）のうち、割合が最も高い燃料（主燃料）により、発電方式の分類を判断することとされている。
- 複数の燃料を混焼している場合、混焼分については、省エネ法の整理を参考に、原則として、主燃料の燃種別BMによる割当が適当ではないか。ただし、主たる燃料が切り替わる場合等の割当方法の詳細については、更なる検討が必要ではないか。

例) 石炭（90%）＋重油（10%） ➡ 燃種別BMは石炭BMを適用

- また、発電BMの対象範囲（バウンダリー）に含まれる場合には、燃料種が製造プロセス等からの副生物（高炉ガス、コークス炉ガス等）であっても、発電BMによる割当を行う。
※詳細は第2回WG参照。
- 副生燃料の有効活用の観点から、通常想定される燃料との排出係数の差によって副生燃料が著しく不利とならないよう、別途、制度上の措置を講じることを排出量取引制度小委員会にて検討予定。

論点⑤ 割当量の算定式（案）

$$\text{割当量} = \text{基準活動量} \times \text{目指すべき原単位（発電BM水準）}$$

$$\text{発電BM水準} = \text{全火力BM水準} * \alpha\% + \text{燃種別BM水準} * (100 - \alpha)\%$$

全火力BM水準：燃種毎の発電比率※による**燃種別BM水準**の加重平均

※現時点で把握できる最新の発電比率を用いて算定

燃種別BM水準：発電事業者の**燃種別BM指標**の上位○%

基準活動量：発電電力量※の2023年度～2025年度の平均

※全火力BM水準に対しては火力の発電電力量、燃種BM水準に対しては燃種毎の発電電力量

年度	2026	2027	2028	2029	2030
α	0	0	0	20	40

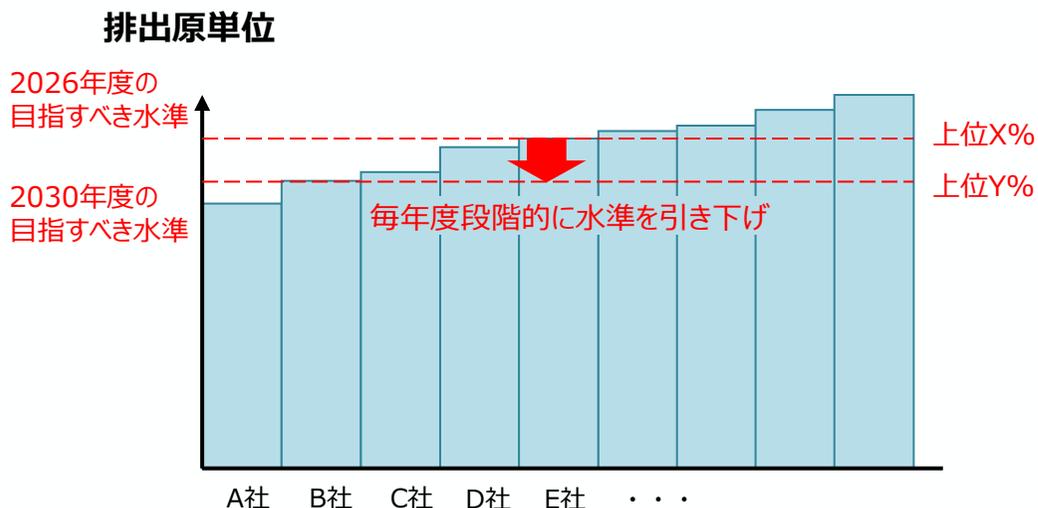
燃種別BM指標：石炭、LNG、石油等について、発電事業による燃種毎の直接排出量を燃種毎の発電電力量でそれぞれ除したものの

$$\text{燃種別BM指標} = \frac{\text{発電事業による直接排出量（燃種）}}{\text{発電電力量（燃種）}}$$

【参考】ベンチマークによる割当の考え方

- 本制度では、基準活動を制度対象となる直前の3カ年度として原則固定したうえで、これに乗じるベンチマークの水準を毎年度段階的に引き下げていくことで、ベンチマーク対象事業者に対しても、グランドファザリング同様に、排出削減に向けた着実な取組を促していく。

目指すべき排出原単位の水準



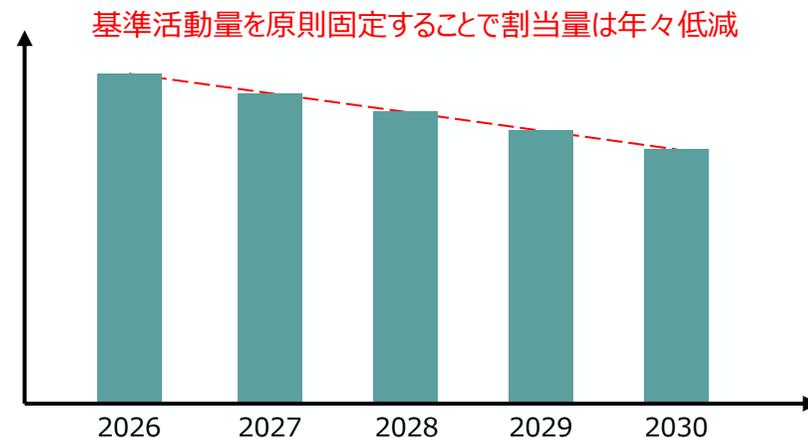
上位X%水準：2.0 t-CO₂/t、上位Y%水準：1.80t-CO₂/tとした場合の例

	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度	2030年度
BM t-CO ₂ /t	2.0	1.95	1.90	1.85	1.80

※ 足下の各社の原単位実績に基づき、5年程度先までBM水準を設定。

割当量

割当量



基準活動量×各年度の目指すべき排出原単位 (BM)

原則、制度対象となる直前の3カ年度平均で固定

論点⑥その他論点（再エネ導入に伴う出力調整）

（再エネ導入に伴う出力調整）

- 発電事業者の排出量削減努力の状況に関わらず、再エネ導入の拡大により、火力発電所の出力調整を行うことで稼働率が低下し、原単位が悪化するおそれ。ただし、稼働率の低下は、再エネの導入拡大以外にも、電源間の競争といった要因もあり、**火力発電所の稼働率の低下による原単位悪化は、再エネ導入に伴う出力調整が起因とは限らない**。加えて、個別の発電所単位で見れば、発電所の集約等によって稼働率が上がり、原単位の改善が起こる可能性もある。そのため、個別の発電所の稼働率の状況を踏まえ調整を行うことは困難。
- また、基準活動量に応じて排出枠を割当て、事業者単位で実際の排出量と比較して超過した場合には排出枠を調達するという本制度において、**プラント毎に異なる設備利用率と原単位の関係による補正を簡易的に行うことは、技術的に難しい**。
- 以上の理由から、発電ベンチマークについて、**稼働率に応じた調整は行わない**こととしてはどうか。

論点⑥その他論点（沖縄エリア、価格転嫁）

（沖縄エリア）

- 沖縄エリアについては、小規模単独系統であるという沖縄特有の事情を踏まえた対応を検討してはどうか。

（価格転嫁）

- 現時点では、GX-ETSの制度を踏まえた個別企業の会計上の整理についての考え方が定まっていないが、今後、会計上の整理の状況等を踏まえ、卸電力市場における入札価格の考え方等について整理をしていく必要があるのではないか。

【参考】 沖縄エリアの特殊性について

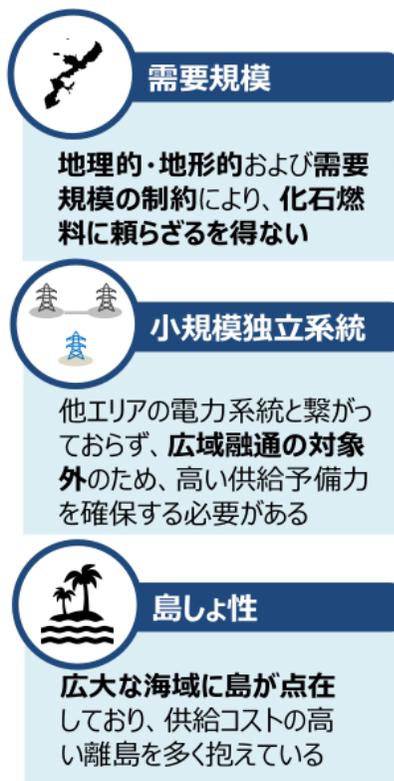
第2回発電BMWG（令和7年9月12日）
資料4 電気事業連合会説明資料より抜粋

沖縄エリアの特殊性について

13

- 離島県である沖縄エリアは構造的不利性を有しているが、その様な中であっても電気料金を適正な水準に維持すべく、沖縄振興特別措置法に基づく配慮が措置されている。（石炭・LNGの石油石炭税の免税等）
- 電力市場においても、広域融通外のため電気の融通が起こり得ない状況にあることや、電源構成、供給力の在り方が異なる等の制約を踏まえ、9エリアと切り離された電力取引を行っている。

沖縄の構造的不利性



沖縄エリアの事業環境（9エリアとの差異）

ベストミックス S+3E	<ul style="list-style-type: none"> • 電源構成の9割を占める火力で供給力を確保（本土火力比の2倍） ※CPにおける需要家のkWh当たり負担感約2倍 ※原子力・水力の導入不可、再エネ導入の伸びは限定的 ※LNG火力偏重不可
電源投資 支援	<ul style="list-style-type: none"> • 特段の支援なし 再エネ：FIT立地として不利 ※水力・地熱導入不可、風車・PV（台風対応、土地制約）、系統制約、輸送コストなどのため 原子力：無（本土：次世代革新炉、長期脱炭素A U等） 火力：無（本土：長期脱炭素A U等） 水素・アンモニア：無 ※スケールメリットが無く政策優先度低
火力電源 の稼働状況	<ul style="list-style-type: none"> • 火力電源数が限られるため、全ユニットが需給調整に参加（部分負荷運転、日間起動停止、週間起動停止）。CO2原単位悪化 • LNGも軽負荷期(夏以外)に稼働台数が制約されており（複数ユニットで出力分散）、調整力運用の影響を大きく受けた電源構成となる。
電源開発 & CO2削減 経路	<ul style="list-style-type: none"> • 火力電源数が限られるため、約10年周期で発電所を開発 →CO2削減の経路が離散的となる。線形は不可 →技術のロックインが生じやすい →1台のトラブルによる影響が大きく成熟した発電技術の導入が望ましい →CP回避を意図した退場判断が不可（安定供給確保への影響大） • 系統規模の観点から効率に優れる大規模機の開発不可 →石炭機はSub-C、LNGは20万kW級が導入可能な最高効率