

電力部門における温暖化対策の現状と課題

石炭火力及びガス火力発電に対するポリシーミックスの実効性に関する考察

栗山昭久・田村堅太郎

IGES気候変動とエネルギー領域

【要旨】

我が国が掲げる2030年度に2013年度比で温室効果ガス排出量を26%削減するとの目標(以下、「2030年目標」という)の達成に向けて、電力業界が掲げる自主的枠組みの実効性・透明性の向上を引き続き促すとともに、省エネ法、高度化法、情報開示といった政策的措置を講じて、電力業界全体の取組の実効性を確保するポリシーミックスが発表された。一方で、多くの石炭・ガス火力発電の新增設及びリプレース計画が発表されている。仮に、これらの全ての火力発電所が計画通り着工、運転開始された場合(既存の火力発電所が稼働年数40年で廃止されると設定)、電力部門からのCO₂排出量を、2030年目標で想定するレベルに抑えるために、全火力発電所の運転を一律で抑えると仮定すると、平均設備利用率は、石炭火力は56%以下、ガス火力は43%以下との計算になる。実際には、既存の火力発電所が稼働年数40年で廃止されるとは限らない(現に40年以上稼働している火力発電所が存在する)ことに加え、新設された石炭火力発電所は、固定費の回収のため、また効率がよく変動費の面で相対的に優位であるため、基本的に70%さらには80%以上の高い稼働率で運転されるものと考えられる。このため、CO₂削減目標を達成するためには、より多くの既存の火力発電所を廃止または低い稼働率で運転することとなると考えられる。今回、省エネ法に基づく発電効率の基準設定を含むポリシーミックスは、このような火力発電の入れ替えを促し、削減目標の達成を図るものであるが、意図したとおりにこれらの措置が講じられず、電力業界が掲げる自主目標の達成が難しくなった場合、施策の見直しを検討することとされている。その場合には、より強制力の高い措置が検討・導入される必要がある。加えて、石炭火力やガス火力発電所といった稼働年数の長い炭素多排出型設備については、一度建設してしまうと、一般に、約40年にわたり高いレベルでの炭素排出が続くロックイン効果を有するものであり、これらの新增設及びリプレースの計画は、2050年までに温室効果ガス排出量を80%削減すると目標と整合しない。上記のポリシーミックスも、両大臣において、一義的には、2030年目標の達成に向けた対応として発表されたものである。従って、火力発電所の新增設及びリプレース計画は、2030年目標のみならず、2050年80%削減目標をも視野に入れて慎重に検討し、パリ協定を受けて本格化する電力の低炭素化に備える必要がある。

【個別論点】

● 約束草案(2030年目標)について:

稼働年数 40 年超の老朽設備を順次廃止した上で、現在明らかになっている新增設及びリプレースを含む石炭火力発電所がすべて稼働する場合、想定される設備容量が石炭火力発電は 56GW(5,600 万 kW)、ガス火力発電は 76GW(7,600 万 kW)となる。これらの発電所からの二酸化炭素(CO₂)排出量を約束草案(2030年削減目標)において想定する石炭火力発電所からの CO₂ 排出量目標値以下に抑えるためには、すべての石炭火力発電所の設備利用率を一律に調整するとすれば平均 56%以下に抑えることを意味する。さらに、ガス火力発電の建設計画も増加しており、約束草案で定めるガス火力発電所からの CO₂ 排出量目標値以下に抑えるためには、全てのガス火力発電所の設備利用率を平均 43%以下に抑えることを意味する。他方、政府のエネルギーミックスで想定されている稼働率は、石炭火力、ガス火力のいずれも 70%となっており、新增設・リプレースの計画がすべて実施・運開され、エネルギーミックスの想定とおりの稼働率で運転を行った場合、2030年削減目標の値を超過することになる。実際に、2016年6月に、電力広域的運営推進機関が発表した「平成28年度供給計画の取りまとめ」が公表する2025年における発電量から推計される石炭火力発電所からの CO₂排出量は、約束草案が想定する石炭火力発電所からの発電量を上回る。老朽火力の休廃止やリプレースを進めて発電所の高効率化を図ることは排出係数の低減に資するが、現在の自主的枠組み及び政策的措置は、発電効率の基準を設けるものであり、老朽火力の廃止や、稼働率の抑制などの行為自体を直接的に管理するものではない一方、火力発電(特に固定費が大きく変動費の小さい石炭火力発電)は、高い設備利用率で運転するインセンティブが強く働いてしまうものであることに十分注意する必要がある。今後、今般の対応を実行していった結果の進捗状況を適切に評価し、結果によっては、建設計画の見直しを含めたさらなる対応が必要となる。

● 長期目標(2050年目標)について:

仮に既存及び現在計画されている全ての石炭・ガス火力発電所が稼働した場合、2030年目標と整合するように老朽火力の廃止や稼働率抑制などを行ったとしても、石炭火力発電所からの CO₂ 排出量が 8,900 万 tCO₂、ガス火力発電所からの CO₂ 排出量が 7,800 万 tCO₂、合計で 1 億 6,700 万 tCO₂ となり、2050年に 80%削減目標が実現した場合の 62%~68%(2013年比の場合 62%、1990年比の場合 68%)に相当する。従って、2050年目標と整合するためには、新增設・リプレースの火力発電所の利用に対しても、稼働年数と短縮や稼働率抑制といった措置が必要となり、2030年目標達成時に必要となる条件よりも厳しい条件が求められる可能性がある。

● 制度的課題:

今回の枠組みは、電気事業低炭素社会協議会において参加事業者が CO₂ 削減対策に自主的に取り組む枠組みを中心に据えている。これらの取り組みを促すために、政府は省エネ法によって現在利用可能な技術の最高効率を前提とした火力発電の発電効率の達成を発電事業者に課し、高度化法によって販売電力量に占める非化石電源の割合を小売事業者に課した。いずれも努力義務ではあるが、発電事業者や小売電気事業者が、電力の供給計画を策定するための重要な指標を提供したと評価できる。しかし、電力業界の自主的枠組みでは、電力部門における 0.37 kgCO₂/kWh という排出原単位目標を達成するために、比較的年式の新しい設備を平均より高い稼働率で運転し、年式の古い設備を低い稼働率で運転するなどの事業者間で調整するといった具体的道筋は示されていない。

- **火力発電の経済性:**

現在計画されている火力発電所が全て稼働したとしても、約束草案で規定する火力発電所からの排出量と整合するためには、各発電所によって稼働率に差はあるものの、原則的には低い稼働率での運用が求められる。そのため、稼働率が大幅に低くなると、採算が採れなくなるリスクが生じる。さらに、パリ協定には、2 度目標や今世紀後半までに世界全体での実質排出ゼロへの移行に向けて、各国の国別排出削減目標を 5 年毎に強化するサイクルが組み込まれており、化石燃料利用に対する社会的制約は一層厳しくなる。この場合、例えば CCS-ready を実施していない火力発電所は座礁資産化するリスクがある。

- **火力発電所建設に対する対策とそのリスク① CO₂の回収・貯留(CCS):**

少なくとも 2050 年目標に向けては、火力発電所からの CO₂の排出を抑制する手段として、CO₂の回収・貯留(CCS)設備の装着が考えられ、CCS が実用化した段階で導入できるように設計上対処し、実用化段階で実際に導入する(“CCS-ready”とする)ことが最低限必要となる。しかし、CCS には技術・法整備・社会的受容性の面での課題が残っており、タイムリーに導入・普及されない可能性もある。

- **火力発電所建設に対する対策とそのリスク② CO₂ 排出量オフセット:**

京都議定書第一約束期間(2008 年～2012 年)や電力業界における自主的枠組みができるまでの間は、火力発電所からの CO₂ 排出量をクレジットでオフセットすることが認められてきた。しかし、日本の約束草案では、原則として国内対策で 2030 年削減目標を達成することが想定されている。そのため、仮に海外からのクレジットを用いたオフセットを前提とする建設計画をすすめることは約束草案の想定と整合しないことから、火力発電所からの CO₂ 排出量そのものを抑制する具体的で実効性のある対策の実施が何よりも望まれる。一方で、電力部門からの排出量が約束草案で想定する排出量よりも結果的に上回る場合は、削減目標達成のために補足的な手段として、海外からのクレジットを利用した柔軟措置を講じることも考えられる。この場合は、環境十全性、アカウンティングルールの観点から、クレジットの選定を慎重に行う必要がある。

- **今後に向けて:**

現在計画されている全ての石炭・ガス火力発電所の新增設・リプレース計画が実行された場合、少なくともそれに見合うだけの既存火力発電所の休廃止や大幅な稼働率抑制などがあわせて講じられない限り、日本の中期目標に深刻な影響を与えおそれがある。長期目標の観点からは、新增設・リプレースされた火力発電設備によって CO₂ 排出量が高止まりするロックイン効果が顕著になる可能性があるため、新增設・リプレース計画の見直しが望ましい。従って、各電気事業者は、中長期目標の達成を念頭に置いた事業計画が求められる。電力部門における自主目標が達成されない場合には、排出原単位及び稼働率の目標の組み合わせや排出総量目標の設定といった電力部門からの排出量を規制するより強制力のある措置を検討・実施する必要がある。

目次

電力部門における温暖化対策の現状と課題	1
1. 背景	6
2. 自主的枠組み及び政策的措置	7
2.1 自主的枠組みの実行体制	7
2.2 政府による施策的措置	8
2.3 自主的枠組み及び政策的措置の効果と課題	9
3. 日本の中長期目標達成へのシナリオ	10
3.1 石炭火力及びガス火力発電の既存及び新增設の設備容量概要	10
3.2 火力発電設備の年式を考慮した火力発電所の運用シナリオに基づく2030年目標達成に向けたシナリオと2050年目標への影響	13
4. 運転時の火力発電所からのCO ₂ 排出量抑制手段とそのリスク	16
4.1 CO ₂ の回収・貯留(CCS)	16
4.2 炭素クレジット	17
5. 終わりに	19

1. 背景

東日本大震災以降の電力ひっ迫状況や電力自由化に向けた流れの中で、燃料コストが低いなどの理由で、各電力会社が火力電源の入札を募集するなどCO₂排出量の多い石炭火力発電所の新增設の機運が高まった。環境影響評価法では、出力が15万kW以上の火力発電は必ず必ず環境影響評価を行う事業、出力が11.25万kW～15万kWの火力発電は環境影響評価が必要かどうかを個別に判断する事業として定められている。影響評価の項目について、2013年4月、経済産業省・環境省は「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（以下、局長級取りまとめ）」に合意し、環境影響評価におけるCO₂の取扱いについて明確化するとともに、電力業界に対して国の温室効果ガス削減目標と統合的な自主的枠組みの構築を促した¹。しかし、国の2030年削減目標を掲げた約束草案の案が策定された後も、自主的枠組みの構築が進まなかったため、2015年6月に環境省は新增設計画に対する環境影響評価手続の中で、国の削減目標の達成に支障を及ぼしかねないため、「現段階においては、是認しがたい」との意見を述べた。2015年7月に電力業界は、0.37kgCO₂/kWhという排出原単位目標を含む「電気事業における低炭素社会実行計画（以下、実行計画）」を策定し、「温室効果ガスの削減に向けた自主的枠組み（以下、自主的枠組み）」の概要を発表した²。公表された自主的枠組みの概要に対して、環境省は有識者へのヒアリングを行い、2015年8月14日に、武豊火力発電所リプレース計画に対する環境影響評価手続の中で、「現時点で公表されている内容については、（中略）石炭火力のCO₂排出量をどのようにして削減するのか、進捗管理（PDCA）をするなかで、全体のCO₂排出が目標通りにおさまらない場合にどのように対応するのかなど、詰めるべき課題がある。本日発出した武豊火力発電所に対する環境大臣意見は、自主的枠組みに詰めるべき課題がある状況に鑑みれば、国の目標・計画と整合性を判断できず、現段階では是認することはできないため、早急に具体的な仕組みやルールづくり等が必要不可欠である。」との意見を述べた。その後、2016年2月に入って、電力業界は、「電気事業低炭素社会協議会」の設置や、自主的枠組みの規約を発表し、あわせて、経済産業省・環境省は、電力業界全体の取組の実効性を確保するための政策的な後押しをするための制度整備政策的措置（省エネ法に基づく新設時の発電効率の基準や運転時の発電効率ベンチマークの設定、エネルギー供給構造高度化法による非化石燃料電源の比率確保、及び、電気事業法に基づく小売営業ガイドラインに沿った情報開示、温対法に基づくCO₂排出係数の実績報告等）を講じた³。本稿では、第一に、こうした対応が形成されるに至った経緯を概観した後、自主的枠組みと制度的仕組みを紹介する。第二に、電力部門の低炭素化に向けた中長期的な観点からの課題及び石炭火力・ガス火力発電新增設に伴う様々なリスクについてまとめる。

1 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」（2013年4月25日）

2 電気事業連合会等「電気事業における低炭素社会実行計画」の策定について（2015年7月17日）<http://www.jpac.co.jp/news/press/2015/pdf/270717.pdf>

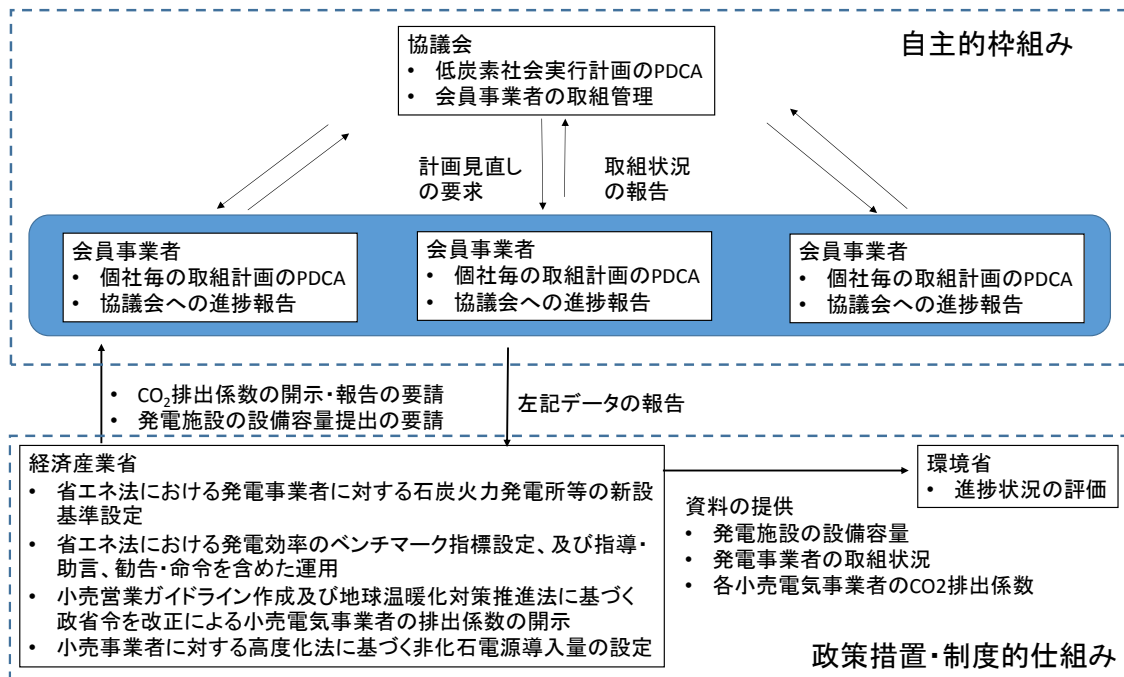
3 丸川環境大臣発言要旨「電気事業分野における地球温暖化対策について」2016年2月9日

2. 自主的枠組み及び政策的措置

2.1 自主的枠組みの実行体制

電気事業低炭素社会協議会は、その設立目的を、「電力業界が実効性ある地球温暖化対策を行うため、会員事業者が、独自かつ個別に実行計画に取り組むことを促進・支援し、もって電力業界全体において実効性ある地球温暖化対策を推進すること」としている。この自主的枠組みは、具体的には下記の図1のように、協議会が各会員事業者の取組計画及び進捗状況を把握し、協議会全体でPDCA(計画・実行・評価・改善)サイクルを推進することにより、電力業界における低炭素社会実行計画の進捗を管理する仕組みである。ただし、電力業界全体の排出量が自主目標よりも上回る事が判明した際には、協議会が各会員事業者の計画見直しを要求することになっているが、どの事業者にどの程度取り組み強化を求めるのかといった具体的な手法や、取り組み強化を求められた個別の事業者がそれに従わなかった場合に電力業界全体としてどのようにして排出量目標の達成を図るのかについては明確ではない。

● 図 1 電力業界の自主的枠組と政府の政策的措置



出典:電気事業低炭素社会 協議規約、丸川大臣記者会見録(平成 28 年 2 月 9 日(火))をもとに筆者作成

2.2 政府による施策的措置

経済産業省は、エネルギーの使用の合理化等に関する法律(省エネ法)に基づき、電気事業法上のすべての発電事業者に対して、石炭火力発電所等の新設基準や火力発電の運転時の発電効率のベンチマーク指標を設定し、2016年3月28日に公布、4月1日より施行された。

新設基準については、小規模なものも含む新設石炭火力の発電効率(発電端高位発熱量基準)を超々臨界圧(USC)相当、ガス火力発電についてはガスタービンコンバインドサイクル(GTCC)相当としている。具体的には、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USCの中で、すべての発電方式で達成可能性のある値として、発電効率42%以上が採用された⁴。新增設LNG(液化天然ガス)火力の発電効率(同)は1,400℃から1,500℃級のGTCC相当の発電効率50.5%以上を求めている。

運転時の発電効率については、BAT(利用可能な最良の技術)の参考表を基に、石炭火力発電41%、ガス火力発電48%、石油など火力発電39%を前提として定められた。発電事業者は保有する発電設備の燃料種毎ごとの発電効率目標の達成率を指標とするベンチマーク、及び保有する全ての発電設備の平均発電効率(燃料種毎ではなく横断)に関するベンチマーク(44.3%)の二つを達成する必要がある。発電効率の目標に向けての取り組みが不十分と見なされる場合、指導・助言、勧告、さらには命令・公表の対象となる⁵。

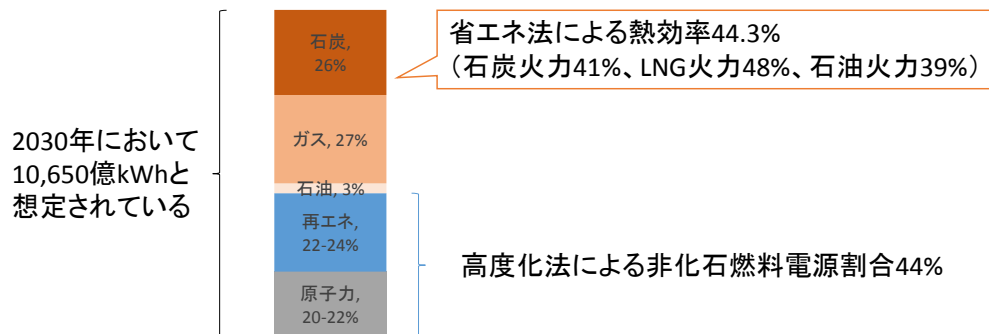
また、前事業年度の電気の供給量5億kWh以上の全小売電気事業者等に対して、エネルギー供給構造高度化法(高度化法)に基づき、非化石電源(再生可能エネルギー及び原子力発電)の販売電力量に占める割合について、エネルギーミックスと整合的な数値として、44%以上とするよう努めることが義務付けられた。

これらの施策は、経産省において、図2 に示す通り、省エネ法によって火力発電全体の発電効率、高度化法によって火力発電の割合が定め、(仮に別途需要側の省エネ等が進展し2030年の総発電量を約束草案の前提である1,065TWh(10,650億kWh)になった場合に)2030年における電力部門からのCO₂排出量を目標内に抑えることができると想定し、導入されたものである。

4 経済産業省総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会省エネルギー小委員会火力発電に係る判断基準ワーキンググループ「取りまとめ(案)」2016年2月9日

5 林経済産業大臣談話・声明「電力分野の自主的枠組みの実効性を確保する仕組みの導入について」2016年2月9日

● 図 2 経済産業省が電力部門に講じる法律



加えて、電気事業法に基づく小売営業ガイドラインにおいて、すべての小売電気事業者に対しCO₂排出係数を開示することを望ましい行為として位置づけるとともに、地球温暖化対策推進法に基づく政省令の改正に基づき、CO₂排出係数の実績を環境大臣・経済産業大臣に報告することを求めている(報告された係数は、電気を使用する需要家が電気の使用に伴うCO₂排出量を計算できるように、両大臣から公表される制度になっている)。

環境省は、毎年度、経済産業省から、発電施設の設備容量や省エネ法のベンチマーク指標に関する発電事業者の取組状況等の資料を受け取り、発電事業者の温暖化対策の取組の進捗状況の評価を独自に行う。また、これらの進捗状況の評価により、目標達成ができないと判断される場合には、施策の見直し等について検討することとしている。

2.3 自主的枠組み及び政策的措置の効果と課題

以上より、電力部門に対するポリシーミックスとして、電力業界が掲げる自主的枠組みの実効性・透明性の向上を引き続き促すとともに、排出係数0.37kgCO₂/kWhという自主的目標達成に向けた取り組みを促すことを目的に、省エネ法、高度化法、小売営業ガイドライン、地球温暖化対策推進法に基づく政策的措置が講じられている。しかし、自主的枠組みの中では、個別の事業者の取り組みをPDCAサイクルによって改善することが掲げられているが、電気事業全体として、2030年度に排出係数を0.37kgCO₂/kWh程度(使用端)に引き下げるかは明確にされていない。また、省エネ法に関して実際に電力供給業を含めた6業種10分野に対する各ベンチマーク指標のこれまでの達成率は50%程度にとどまっていることに留意が必要である⁶。特に、電力供給業はこれまでのベンチマーク([定格出力の性能試験における発電端熱効率]/[設計効率]=100.3%以上)を達成した事業者は11社中1社もないため、今後は省エネ法の基準達成のために電力業界にはより一層の努力が求められることになる。

6 エネ庁(2015)エネルギーの使用の合理化等に関する法律に基づくベンチマーク指標の報告結果について
http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/benchmark/2014/benchmark26.pdf

今後、図1で示されるポリシーミックスによって、電力部門における0.37 kgCO₂/kWhという排出原単位目標が達成されない見込みとなった場合には、省エネ法及び高度化法といった努力義務よりも強制力のある追加的措置が検討・実施される必要がある。

3. 日本の中長期目標達成へのシナリオ

石炭火力やガス火力発電所といった稼働年数の長い炭素多排出型設備については、いったん建設してしまうと、数十年にわたり高いレベルでの炭素排出が続いてしまうというロックイン効果が懸念されている。従って、電力部門における2030年目標や環境基本計画(2050年80%削減)との十分な整合を図るためには、こうしたロックイン効果を回避した火力発電の建設・リプレース計画が必要である⁷。また、パリ協定では、2度目標や今世紀後半に温室効果ガスの人為的な排出と吸収のバランスを達成する、すなわち、今世紀後半には世界全体で正味の排出をゼロに移行することを目指し、各国が提出する国別目標を5年毎に見直すサイクルが組み込まれている。これらの動向を見据えて、我が国でも、現状の約束草案の内容が今後も更新されていくなかで、現時点から火力発電の利用を段階的に下げ、電力部門の脱炭素化への道筋を描くことがより一層求められていく⁸。

本節では、2節でまとめた自主的枠組み、政府による省エネ法、高度化法によって2030年目標達成へのシナリオをまとめる。

3.1 石炭火力及びガス火力発電の既存及び新增設の設備容量概要

現在公表されているものだけでも、石炭火力発電は1,800万kW、ガス火力発電は2,900万kWの新增設及びリプレース計画がある⁹。また、既存の2016年現在、稼働年数が40年以上のものを含むすべての石炭火力発電設備は4,900万kWあり、ガス火力発電は7,300万kWある¹⁰。これらの新增設計画と2030年目標との整合性を考察することを目的として、仮に、これらの新增設及びリプレース計画が全て実行された場合に、逆に約束草案が想定する石炭・ガス火力発電量を前提とすると、全設備の平均稼働率はどの程度の数値になるのかを、下記の条件のもと計算を行った。

- 2030年において、稼働年数40年を超えた既存の火力発電所の使用を廃止する。
- 現在、新增設及びリプレース計画されている全ての発電所は、計画通りにすべて完成し、運転開始し、2030年においても計画通り稼働している。
- 2030年の発電効率について石炭火力発電は41%、ガス火力発電は48%とする。
- 設備利用率については表1に記す複数の値を用いてシナリオ結果を示す。

7 2030年目標は地球温暖化対策推進本部決定「日本の約束草案」(2015年7月17日)、2050年目標は第4次環境基本計画(2014年4月閣議決定)に於いて定められている。

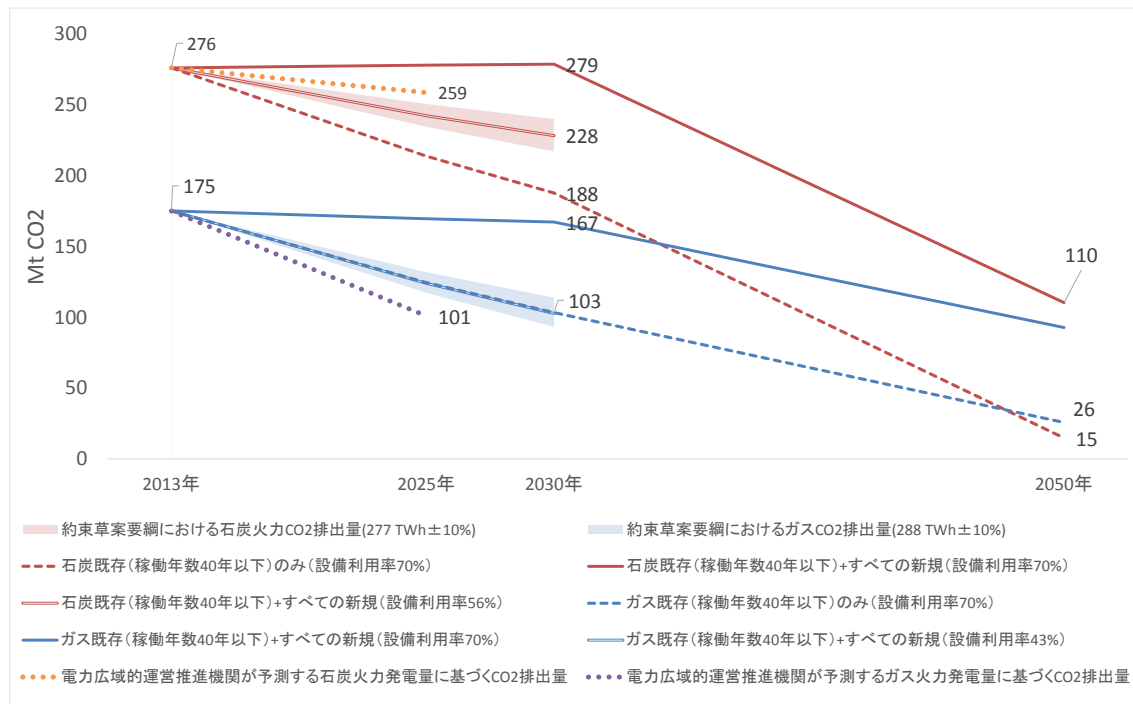
8 IPCC第5次評価報告書においても、低炭素排出経路シナリオに共通する事項として、CCS未装着の石炭火力の廃止を伴う、2050年までの電力部門における大規模な脱炭素化を挙げている。IPCC AR5 WGIII Chapter 6 Executive Summary, ペラ5。

9 資源エネルギー庁「火力発電の高効率化に向けた発電効率の基準などについて」2015年11月17日

10 環境省「2050年を見据えた温室効果ガスの大幅削減に向けて」2015年10月11日、第一回気候変動長期戦略懇談会資料1-1及び資源エネルギー庁「火力発電の高効率化に向けた発電効率の基準等について」2015年11月17日など

この結果、仮に現在建設計画中の全ての火力発電所が稼働すれば、既存の火力発電所が耐用年数40年で廃止になったとしても、政府のエネルギーミックスで想定されている設備利用率である70%で運転すると、約束草案が定めるエネルギーミックスと整合するCO₂排出量を大幅に超過する(具体的には、2030年時点の石炭火力発電所からのCO₂排出量は約5,800万tCO₂超過し、ガス火力発電所からのCO₂排出量は約6,700万tCO₂超過し、合計で約1億2,500万tCO₂の排出量が超過することになる)。

● 図 3 既存及び新增設の石炭・ガス火力発電所から排出量と中長期目標との整合性



反対に、これらの火力発電所からのCO₂排出量を、約束草案が定めるエネルギーミックスと整合するCO₂排出量以下に抑えることを想定すると、2030年時点で稼働年数が40年以下の設備に限定して稼働させるとしても、石炭火力発電は設備全体で平均56%以下(図3参照)、ガス火力発電は設備全体で平均43%以下(図4参照)の設備利用率に抑える計算となる。特に石炭火力発電については、平均設備利用率を70-80%として計画されるため、すべての火力発電設備の設備利用率を56%に抑えることは現実的ではない。また、図 4及び

図 5のように、石炭火力発電、ガス火力発電共に年式が新しくなればなるほど発電効率が高いこと、石炭火力発電の投資回収年数が15年前後で計算されることが一般的であることを踏まえると、既存火力の早期廃止も可能と考えられる¹¹。従って、現在、電力部門全体のCO₂排出原

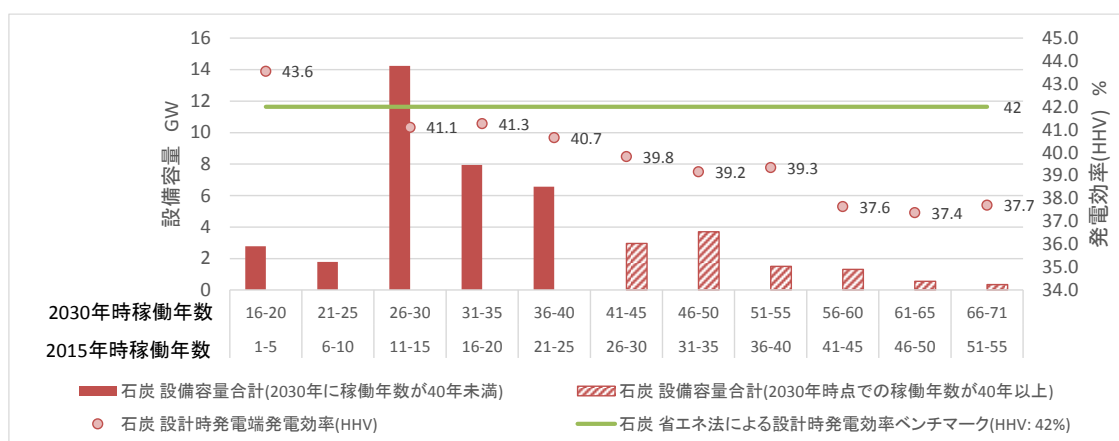
単位目標を達成するためには、これに見合うだけ、既存の火力発電所を、一般的な40年以上の稼働期間を待たずに早いサイクルで廃止する、または、非常に低い稼働率で運転をするといった運用が必要にな

¹¹ 東京電力(2012) 火力電源入札募集要綱案について など<http://www.tepco.co.jp/kaikaku/ipp/images/ipp21-j.pdf>

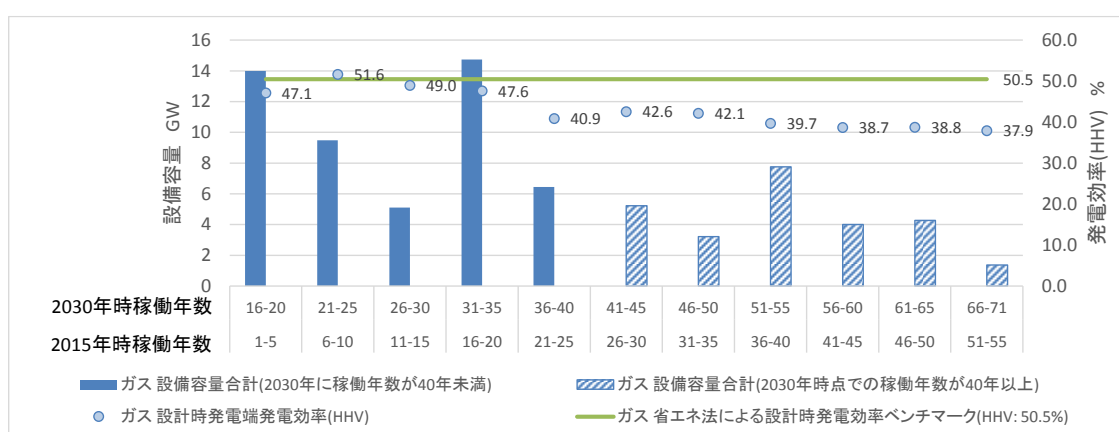
る。これらの稼働期間や稼働率といった、2030年目標と整合するための運転条件については3.2節で考察する。

また、2016年6月に、電力広域的運営推進機関が発表した「平成28年度供給計画の取りまとめ」によると、2025年における石炭火力の発電量は3,135億kWh、ガス火力の発電量は2,809億kWhと推計された。この推計された発電量に、省エネ法で定められる熱効率のベンチマーク(石炭火力は42%、ガス火力は50.5%)を用いて計算すると2025年における石炭火力発電からのCO₂排出量は2億5,900万tCO₂と約束草案が想定する排出量の範囲を上回る傾向にある。一方で、ガス火力発電からのCO₂排出量は1億101万tCO₂となり、約束草案が想定する排出量を下回る傾向になる。ただし、電力広域的運営推進機関の推計方法の制約上、現時点では電源の特定ができない「その他」とされる発電量が1,461億kWhあるため、各電源の発電量について今後も注視する必要がある。

● 図 4 既存の石炭火力発電の稼働年数別設備容量と発電効率(HHV)



● 図 5 既存のガス火力発電の稼働年数別設備容量と発電効率(HHV)



3.2 火力発電設備の年式を考慮した火力発電所の運用シナリオに基づく2030年目標達成に向けたシナリオと2050年目標への影響

3.1において2030年時点において稼働年数が40年以下の設備を稼働続けるとともに、新增設の設備を全てが稼働し、全設備の稼働率を一律70%で運転すると、電力部門からのCO₂排出量が2030年目標と整合しないことが明らかになった。そのため、既存または新增設の火力発電の運転を抑える必要がある。本節では2030年目標達成に向けた下記の4つのシナリオを基に、2030年時点の発電量を所与として2030年、2050年時点の設備容量及び石炭火力・ガス火力発電所からのCO₂排出量を推計した。

- シナリオ 1: 新增設の火力発電所を稼働率70%で運転し、既存の火力発電所を約束草案で想定する発電量と整合する稼働率で運転
- シナリオ 2: 新增設及び既存の火力発電所を稼働率70%で運転するが、既存の火力発電を約束草案で想定する発電量と整合するために、一般的な40年以上の稼働期間を待たずに早いサイクルで廃止
- シナリオ 3: 新增設及び既存の火力発電所を稼働率70%で運転するが、約束草案で想定する発電量と整合するために火力発電の新設計画の一部をとりやめる
- シナリオ4: 火力発電の新設計画を全て取りやめ、既存の火力発電の稼働期間を45年に延長。約束草案で想定する発電量と整合する設備利用率で運転

各シナリオの各条件の前提及び算定結果を表1にまとめる。石炭火力発電設備についてシナリオ1の場合、新規火力発電の設備利用率を70%、既存の石炭火力の設備利用率を51%に下げることがある。シナリオ2の場合、2030年時点で稼働年数が40年以下の設備が約3,700万kWある中で、1,000万kWの設備を早期に廃止させる必要がある。これは、2030年時点において稼働年数が35年を超える発電所を早期に廃止することに相当し、既設設備の平均発電効率がシナリオ1と比較して0.1ポイント改善される。シナリオ3の場合、新設計画が1,800万kWある中で、1,000万kWの計画をとりやめることの計算になる。シナリオ4の場合、既存の石炭火力発電の設備利用率を78%で運転する計算になる。2030年時点において稼働年数が45年の設備も稼働させる必要があるため、既存設備の平均発電効率は、シナリオ1と比較して、0.2ポイント低下する。なお、いずれのシナリオも電力業界が掲げる自主目標(使用端排出係数0.37kgCO₂/kWh)は達成される。

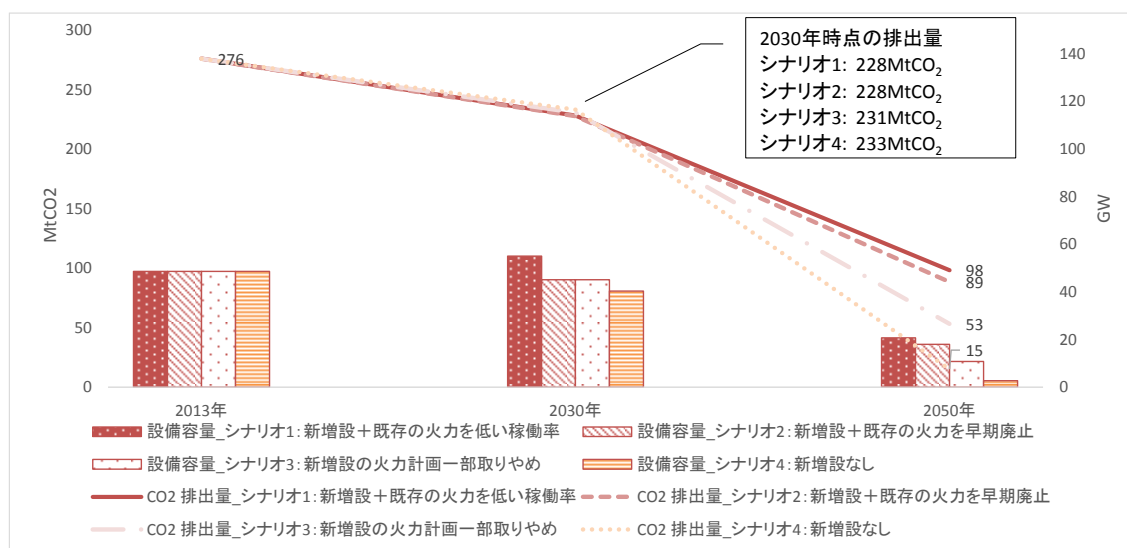
● 表 1 2030 年目標達成に向けた火力発電の利用シナリオにおける 2030 年時点での設備容量・設備利用率

	稼働年数	石炭火力			ガス火力			使用端排出係数 (kgCO ₂ /kWh)	
		容量 (万 kw)	設備利用率	発電効率加重平均	容量 (万 kw)	設備利用率	発電効率加重平均		
シナリオ 1	既設	40 年	3,700	51%	41.3	4,700	27%	47.5	0.36
	新增設	40 年	1,800	70%	43.2	2,900	70%	51.9	
シナリオ 2	既設	35 年	2,700	70%	41.4	1,800	70%	48.5	0.35
	新增設	35 年	1,800	70%	43.2	2,900	70%	51.9	
シナリオ 3	既設	40 年	3,700	70%	41.3	4,700	70%	47.5	0.36
	新增設	40 年	800	70%	43.2	7	70%	51.9	
シナリオ 4	既設	45 年	4,000	78%	41.1	5,500	60%	47.0	0.37
	新增設	—	0	—	—	0	—	—	

注: 下線付の数字は、算定結果を示し、それ以外は各シナリオの前提条件を示す。

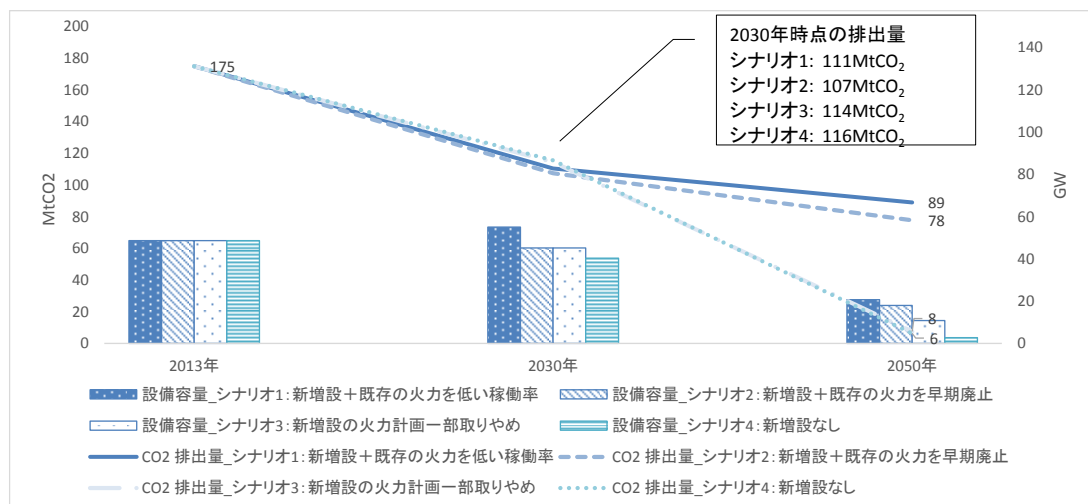
シナリオ1からシナリオ4による石炭火力発電の設備容量及びCO₂排出量の推移を図 6にまとめた。2030年時点では、シナリオ4の排出量は2億3,300万tCO₂となっており、排出量が最も少ないシナリオ1及びシナリオ2と比較して500万tCO₂多い。ただし、いずれのシナリオも、約束草案が想定する発電量に省エネ法が定める発電効率から算出される排出係数を乗じた排出量の±5%以内に収まる。2030年と同様の設備の運用を前提として2050年における石炭火力発電所からの排出量を比較すると、シナリオ1が9,800万tCO₂、シナリオ2が8,900万tCO₂、シナリオ3が5,300万tCO₂、シナリオ4が1,500万tCO₂となり、新增設火力の建設を抑えるシナリオにおけるCO₂排出量と新增設火力の建設を進めるシナリオ1と2におけるCO₂排出量の差が顕著になる。

● 図 6 2030 年目標を達成する石炭火力発電の利用シナリオにおける設備容量と CO₂ 排出量



シナリオ1からシナリオ4によるガス火力発電の設備容量及びCO₂排出量の推移を図7にまとめた。ガス火力発電設備についてシナリオ1の場合、新規火力発電の設備利用率を70%、既存のガス火力の設備利用率を27%に下げることが必要である。本シナリオのもとでは、2030年時点で、新增設ガス火力発電が全体の61%を占めるため、既設のガス火力発電設備の稼働率が極端に低くなる。シナリオ2の場合、2030年時点で稼働年数が40年以下の設備が約4,700万kWある中で、2,900万kWの設備を早期に廃止させる必要がある。これに伴い、既設設備の平均発電効率がシナリオ1と比較して1ポイント改善される。シナリオ3の場合、新設計画が2,900万kWある中で、ほぼすべて計画をとりやめることとなる。シナリオ4の場合は、既存のガス火力発電の設備利用率を60%で運転する計算となる。2030年時点において稼働年数が45年の設備も稼働させる必要があるため、既存設備の平均発電効率は、シナリオ1と比較して、0.5ポイント低下する。2030年時点では、シナリオ4の排出量は1億1,600万tCO₂となっており、排出量が最も少ないシナリオ2と比較して900万tCO₂多い。これは、約束草案が想定する2030年排出量の0.9%に相当する。ただし、いずれのシナリオも、電力業界が掲げる自主目標が達成される。2030年と同様の設備の運用を前提として2050年における石炭火力発電所からの排出量を比較すると、シナリオ1が8,900万tCO₂、シナリオ2が7,800万tCO₂、シナリオ3が800万tCO₂、シナリオ4が600万tCO₂となり、新增設火力の建設を抑えるシナリオにおけるCO₂排出量と新增設火力の建設を進めるシナリオにおけるCO₂排出量の差が顕著になる。

● 図7 2030年目標を達成するガス火力発電の利用シナリオにおける設備容量とCO₂排出量



以上より、2030年時点の火力発電からの排出量はすべての新增設計画の稼働を前提とするシナリオ1及び2と、新增設を抑えるシナリオ3及び4では、石炭火力については300万から500万tCO₂(2013年度排出量の0.3%から0.4%)、ガス火力発電については、最大で300万tCO₂から900万tCO₂(2013年度排出量の0.3%から0.7%)の差が生じる。次に、2030年時点の運用条件と同様の条件を用いて2050年時点での火力発電からの排出量を計算すると、すべての新增設計画の稼働を前提とするシナリオ1及び2と新增設を抑えるシナリオ3及び4では、石炭火力については、少なくとも3,600万tCO₂、ガス火力については

少なくとも7,000万tCO₂の差が生じる。従って、現在公表されている新增設計画を全て稼働すると、既存設備だけの場合よりも2030年時点のCO₂排出量が改善される可能性がある一方で、2030年以降の排出量が高止まりするロックイン効果が懸念される。特に、日本政府が掲げる2050年80%削減という長期目標に与える影響が懸念される。

全ての新增設の火力発電を稼働させるシナリオの中でも2050年時点でのCO₂排出量が比較的低いシナリオ2でさえも、石炭火力発電所からのCO₂排出量が8,900万tCO₂、ガス火力発電所からのCO₂排出量が7,800万tCO₂、合計で1億6,700万tCO₂となり、2050年に80%削減目標が実現した場合の62%~68%（2013年比の場合62%、1990年比の場合68%）に相当する。2013年における電力部門が日本全体のGHG排出量に占める割合が40%程度だったことを勘案すると、2050年目標の達成が困難であると考えられる。反対に、2050年目標と整合するためには、新規の火力発電所の利用に対しても、稼働年数と短縮や稼働率抑制といった措置が必要となり、2030年目標達成時に必要となる条件よりも厳しい条件が求められる可能性がある。なお、火力発電所からのCO₂排出量を緩和するCCS技術や海外からのクレジットによるオフセットといった措置を講じることも併せて検討する必要があるが、CCSや海外からのクレジットによるオフセットといった緩和措置に纏わるリスクは4節で論じる。

4. 運転時の火力発電所からのCO₂排出量抑制手段とそのリスク

4.1 CO₂の回収・貯留(CCS)

「局長級取りまとめ」でも、商用化を前提に2030年までに石炭火力にCO₂の回収・貯留(CCS)を導入することを検討するとしているように、火力発電所からのCO₂の排出を中長期的に抑制する手段として、CCSの装着が考えられている。特に、2050年まで稼働が見込まれる火力発電所には、“CCS-ready”、つまりCCSが実用化した段階で導入できるように設計上対処することが最低限必要となるが、が、現在、CCS-readyは実施されていない。

しかし、国際エネルギー機関も指摘しているように、CCS技術の進捗は遅々としているため、CCS技術の研究・開発及び実証の短期的な進展が求められている¹²。現在、日本ではCCS技術の実用化を2020年度までに検証することを目的とした実証試験が苫小牧で行われており(2016年度よりCO₂の圧入開始)、また貯留適所調査も行われている。しかし、大幅なコスト削減の達成、安全性の確認あるいは環境負荷評価、モニタリングを含む長期的な運営・責任体制の確立、関連する法整備、さらには、近隣住民あるいは(海底下貯留の場合)漁業関係者の理解を得なければならないなど、CCSの大規模導入には課題も多い¹³。

パリ協定には、2度目標達成に向けて、今世紀後半までに世界全体での排出量を実質ゼロにすることを旨し、各国の国別目標を5年毎に強化するサイクルが組み込まれており、化石燃料利用に対する制限は今後、一層厳しくなる。CCSがタイムリーに導入普及されない可能性もあり、その場合、CCSの装着がないことは当該火力発電所が座礁資産化するリスクの一要因となりうる。

4.2 炭素クレジット

京都議定書第一約束期間(2008年～2012年)において電力業界は自主行動計画の達成にむけ2.75億tCO₂のクレジットを償却した¹⁴。また、「局長級取りまとめ」の下では自主的枠組みができるまでの間は、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について海外での削減に係る取組を行うことが認められてきた。しかし、2030年目標を掲げる日本の約束草案では、国内の対策によって2030年削減目標達成の計画を策定することが前提となっている。従って、海外からのクレジットを用いたオフセットを考慮した建設計画は、約束草案と整合しない可能性がある¹⁵。実際に、「二国間クレジット制度(JCM)については、温室効果ガス削減目標積み上げの基礎としていない」と約束草案において言及されている。ただし、「日本として獲得した排出削減・吸収量を我が国の削減として適切にカウントする」ともあり、今後クレジット活用方法が明確化されると考えられる。

結果的として事後的に、削減目標達成のために海外からのクレジットが必要となった場合も、以下に述べるように、海外クレジット、特にクリーン開発メカニズム(CDM)プロジェクトからのクレジット(CER)は環境十全性、アカウンティングルールの観点から、クレジット選定を慎重に行う必要がある¹⁶。

¹² International Energy Agency (2014) Energy Technology Perspectives 2014 - Harnessing Electricity's Potential. OECD/IEA.

¹³ 他国と比べ、日本におけるCCSIに係る法整備が進んでいるとはいいがたい。Global CCS Institute (2015) "CCS Legal and Regulatory Indicator," Docklands, Australia.

¹⁴ 経団連(2013)環境自主行動計画2013年度フォローアップ結果

¹⁵ 「局長級取りまとめ」では、海外クレジットの活用が「枠組み構築までの間は」と条件つきで想定されていた。今回の自主的枠組みでは、明確な記述はないが海外クレジットの活用の可能性を否定することはできない。

¹⁶ なお、日本は京都議定書第二約束期間に参加はしていないが、直接プロジェクト参加者となってCERを取得する1次取得は可能である。

2015年12月までに7,500件以上のCDMプロジェクトが登録されており、第二約束期間(2013年～2020年)用のクレジットが既に3,000万tCO₂発行されている¹⁷。現在は、クレジットに対する世界的需要が少ないため、削減量をクレジットに変換する作業がほとんど行われていないが、一度クレジットの需要が喚起されると、8億tCO₂のクレジットが発行されるポテンシャルがある¹⁸。従って、発電事業者はこれらのプロジェクトを購入し、発電の原単位を下げることは不可能ではない。

しかし、CERを用いた電力原単位の引き下げにはいくつかの課題がある。第一に、前述のとおり、2030年目標は国内対策で行うことが想定されており、各事業者の計画段階でCERによるオフセットを見込むことはできない。第二に、仮にCERを利用した排出削減量のアカウントティングや妥当性に課題がある。CERは本来、京都議定書のルールのもとでの目標達成に使用されることを前提としており、カンクン合意における2020年までの自主的目標やパリ協定の下での2020年以降の削減目標など、京都議定書の枠組みを超えた削減目標に活用するための国際的なルールは決まっていない。従って、これらのクレジットを京都議定書第二約束期間において削減目標を有していない日本が独自の計上方法で、特定の削減目標に活用することには、現在の国際ルールで制限されていないものの慎重を期す必要がある¹⁹。第三に、登録されたプロジェクト中には、追加性に疑いのあるプロジェクト及び持続可能な開発に寄与しないプロジェクトが多く含まれていることである。2012年に開催されたCDM政策対話では、追加性の無いCDMプロジェクトからのクレジット活用の問題が改めて認識された²⁰。なお、それらのクレジットは最悪の場合、全体クレジット量の約15%しかないと指摘している²¹。また、他国の例としては、スイスも国際的なクレジットを用いて削減目標を達成することには前向きであるが、環境十全性について非常に慎重な姿勢を見せている。このような中で、日本がクレジットの質に関係なく使用すれば、国際社会から多くの批判を受ける可能性が高い。

なお、国内のクレジットとして、J-クレジットがあり、現在約30万tCO₂の認証量が低炭素社会実行計画に利用可能であるが、約20万tCO₂は太陽光発電プロジェクトである。太陽光発電プロジェクトは火力発電の発電量を代替することによって間接的にCO₂排出量を削減するという概念のもとCO₂削減量を計算している。そのため、太陽光発電によって電力が代替されたと想定される火力発電所のCO₂排出量を当該クレジットによりオフセットすることは、ダブルカウントの観点から排出原単位目標を掲げる電力部門の自主的取り組みに活用することは整合しないと考えられる。また、森林吸収源対策からのクレジットは部門ごとの削減目標とのダブルカウントや国際的に算定・報告される森林吸収量との整合の問題が指摘されている²²。バイオマスボイラー導入プロジェクトなどから創出されるクレジットの活用は可能であるが、そのクレジット量は少ない。

¹⁷ IGES CDMプロジェクトデータベースを参照。

¹⁸ 発電プロジェクトなどは、電力量などクレジットの発行に必要なデータは継続的に記録していると考えられ、クレジット価格が上昇した段階で当該データの検証及びクレジットの発行は可能である。

¹⁹ 例えば、京都議定書第一約束期間(CP1)用のクレジットと京都議定書第二約束期間(CP2)用のクレジットがある。CP2期間に京都議定書のもとで削減目標を有する国が未償却のCP1用クレジットをCP2用クレジットへ繰り越すことが可能であるなど、削減目標遵守にむけた様々なアカウントティングルールがある。

²⁰ Fecher, et. al. (2012). Assessing the Impact of the Clean Development Mechanism, CDM Policy Dialogue. を参照。

²¹ 栗山・小坪(2016) 追加性が懸念されるCDMプロジェクトからのクレジット量の算定, IGES Working Paper1508. を参照。

²² 新クレジット制度の在り方に関する検討会(2012)新クレジット制度の在り方について(取りまとめ)

5. 終わりに

本稿では、現在公表される1,800万kWの石炭火力の新增設計画、2,900万kWのガス火力の新增設計画がすべて実行された場合の2030年目標達成シナリオ及び新增設計画を抑えた2030年目標達成のシナリオを計算した。この結果、新增設計画が全て実行されると、既存の設備の稼働率を極端に下げるとしては早期に廃止するといった方策と組み合わせることで、火力発電の発電効率の平均値が改善され、2030年時点でのCO₂排出量を下げることが可能となる。しかし、現在の自主的枠組みでは、各事業者の個別の取り組みをPDCAサイクルによって見直すことは明記されているが、上記の既存火力発電設備の稼働の抑制は含まれておらず、約束草案(2030年目標)で想定しているエネルギーミックスや電力部門に想定される排出削減量が達成できないおそれがある。さらに新增設計画が全て実行されると、稼働年数が35年ないし40年の設備容量が長期間わたり存在することになることから、火力発電のCO₂排出量に対するロックイン効果によって2050年目標達成が危ぶまれる。上述したパリ協定における5年ごとの約束草案見直しのサイクルの中で、化石燃料の利用に対する社会的制約が強まる可能性があることから、新規建設・リプレースの火力発電所の多くが座礁資産化するリスクがある。

以上のことから、各電気事業者は、自主的枠組や政策的措置に準じた2030年目標の達成だけではなく、火力発電の新增設計画を抑えるシナリオも視野に入れた2050年目標の達成を可能とする事業計画が求められる。また、電力部門における自主目標が達成されない場合には、排出原単位及び稼働率の目標の組み合わせや排出総量目標の設定といった電力部門からの排出量を規制するより強制力のある措置が検討・導入される必要がある。

本稿のレビュー及び有用な情報提供を頂きました
日本エネルギー経済研究所主任研究員二宮康司氏、
IGES 理事長浜中裕徳氏、IGES 事務局長塚本直也氏に心より感謝申し上げます。

また、本稿は「平成 27 年度環境研究総合推進費
(E-1501 気候変動対策の進捗評価を目的とした指標開発に関する研究)」の
成果の一部に基づくものです。

公益財団法人 地球環境戦略研究機関 (IGES)

気候変動とエネルギー領域

〒240-0115 神奈川県三浦郡葉山町上山口 2108-11

Tel: 046-826-9592 Fax: 046-855-3809 E-mail: ce-info@iges.or.jp

www.iges.or.jp

この出版物の内容は執筆者の見解であり、IGES の見解を述べたものではありません。

IGES Publication Code WP1509

©2016 Institute for Global Environmental Strategies. All rights reserved.