

IEEJ NEWSLETTER

No.86

2010.10.20 発行

(月 1 回発行)

財団法人 日本エネルギー経済研究所

IEEJ NEWSLETTER 編集長 専務理事 十市 勉

〒104-0054 東京都中央区勝どき 1-13-1 イヌイビル・カチドキ

TEL: 03-5547-0211 FAX: 03-5547-0223

目次

MIT-IEEJ エネルギーワークショップ特集

1. 気候変動の科学と温暖化政策
2. アジアのエネルギー需給展望とその影響
3. 天然ガスの将来
4. 石炭分野における CCS の影響
5. 電力グリッドの未来と再生可能エネルギー
6. 今後の原子力発電の課題

本年の 9 月 30 日と 10 月 1 日の両日、経団連会館において、当研究所と米国マサチューセッツ工科大学 (MIT) のエネルギー環境政策研究センターおよび科学とグローバル変動プログラムの共催で、”MIT-IEEJ Energy and Global Change Workshop: Looking to the Future”をテーマとするワークショップが開催された。全体で 6 つのセッションで日米欧の専門家からの報告と質疑が行われた。以下では、その概要を簡単に紹介したい。

1. 気候変動の科学と温暖化政策

(気候変動の科学的知見)

気候変動の緩和の政策目標として「GHG 濃度を一定レベル以下にする」「気温上昇幅を一定の温度以下にする」の2つを挙げて、どちらも経済と気候の予測に大きな不確実性を伴うことから、繰り返し政策を再評価する必要がある。また、最新の科学的知見と MIT モデルによる試算から、2°C目標について、GHG (CO₂ 換算) で 550ppm の場合には 25%、660ppm (CO₂ 換算) の場合には 80%の確率で、2091-2100 年には 1981-2000 年に比べて 2°C以上、気温が上昇するとした。

さらに、CO₂ 濃度で 620ppm および 3.5°Cの気温上昇が、地球規模の海洋熱塩大循環に不可逆的な打撃を与える「しきい値」であるとした。そして、GHG 濃度を 660ppm (CO₂ 換算) に抑制する政策を採用することで、海洋熱塩大循環など極端な影響を避けられるとの結論が述べられた。

これらの点を踏まえると、建築物や運輸のエネルギー効率化、新エネルギーの導入などによる GHG の排出削減に向けた緩和政策が重要である。しかし、太陽光発電や風力発電は高コストで自然変動する間欠的な電源であり、大量導入の際にはバックアップ電源や蓄電設備の整備などが必要となる。また、バイオ燃料にも食料との競合、土地利用や水資源の問題がある。

そのため、今後は適応政策が重要視され、また地球工学の議論が盛り上がるが、やはり緩和の取組みが不可欠であるとした。特に、地球への熱の出入を制御する地球工学的な手法は、科学者の中でもその評価は分かれており、これはあくまでも最悪のケースへの備えであり、その前にやるべきことが多くあるとした。

(コペンハーゲン後の温暖化政策)

昨年のコペンハーゲン会合について、国際枠組みのあり方 (京都議定書の延長あるいは新しい協定)、適応及び緩和のための資金の出所 (政府あるいは炭素市場)、各国の約束や行動のモニタリング・検証の方法など多くの課題で議論が行き詰った。また、コペンハーゲン合意に基づく各国のプレッジが達成されれば、約 50%の確率で気温上昇を 2°C未満に抑えられるとしつつも、多くのプレッジは条件付きであり、その実

現は疑わしいとの見通しが示された。そして、コペンハーゲン会合では、国連気候変動枠組条約における附属書 I 国と非附属書 I 国という画一的な枠組みから、**各国の置かれた状況に基づいた政策と G8 や二国間協定の枠組みなどを組み合わせた「寄せ集めの世界」にパラダイムがシフトしつつあることが明らかになった**とした。

米国の国内政策の見通しについては、**キャップ&トレード法案が成立する確率は低いこと、補助金は財政の問題から難しいことから、エネルギー効率、再生可能エネルギー及び燃料に関する規制や連邦政府による R&D などの政策の組合せになる可能性が高い**とした。また今年の COP16 には期待出来ないとする一方で、二国間協定などの国連以外での議論が進む可能性を指摘した。そして**米国は、国内法に基づいたボラタリな合意を志向しており、京都議定書を含むような全体的合意のためにリーダーシップを取る意思はない**。その一方で、交渉の全てが崩壊することは望んでおらず、その意味での建設的な努力はするが、それはリーダーシップとは異なるとした。

炭素の価格付けについては、多くの国が低炭素技術の開発やコスト低減のために資源を投入しており、革新的な新しい技術のためには価格メカニズムが必要である。米国の国内政策が炭素価格に与える影響について、**米国では数年間はキャップ&トレード制度や炭素税は導入されない**とした上で、現在は地域や州レベルでの排出量取引制度の中で経験を積んでいる段階であるとした。

2. アジアのエネルギー需給展望とその影響

アジア地域では、高い経済成長に伴いエネルギー需要が増えることから、エネルギー原単位の低減が非常に重要となる。世界に占めるアジア地域の人口の割合が 55% と大きい一方、エネルギー消費量のシェアが 36% と低く、今後の伸びが予想される。また、化石燃料の資源量のシェアが 15% と少ないため、石油・ガスの輸入が急増する。このような状況の中、**原子力発電と再生可能エネルギーの利用拡大が期待されるが、石炭は引き続きエネルギー供給において重要な役割を果たす**。また、自動車の燃費改善やクリーン化、ガス市場の動向、中国の政策、気候変動対策などの要因が、将来の**アジア地域のエネルギー需給に影響する**。

エネルギー源別に見ると、2035 年においても化石エネルギーが主要なエネルギー源であり、なかでも**石油は最大のシェアを維持する。天然ガス利用の伸びが著しく、エネルギーセキュリティ、経済性、環境保護の同時達成に重要な役割を果たす。**そして、電力需要の伸びが著しいため、電源の選択がエネルギー供給構造に大きな影響を及ぼす。豊富な資源量と低価格を背景に、**石炭は特にアジア地域で大きなシェアを占めるため、CO2 排出削減対策にはクリーンコール技術が重要な鍵を握る。**

また、**中国の天然ガス需給については、2020 年の政府目標である 1.6~1.8 億トン (LNG 換算) を達成するためには、トルクメニスタンやカザフスタンからのパイプライン輸入が 2800~3700 万トン(同換算)、LNG 輸入が 2800~3700 万トン、さらに追加的に 5500~7400 万トン(同換算)の確保が必要になるとした。**

原子力発電については、中国では 2020 年までに 7000 万 kW、2030 年には米国の 1 億 kW に匹敵する規模となる。ただし、発電電力量に占める原子力発電の割合は 2020 年に 3%、2030 年に 7%と依然として低い水準に留まる。このような原子力の加速度的な導入の実現可能性に疑問が出されたが、**中国では 1970 年代の日本のようにエネルギー安全保障を最優先する政策をとっており、導入拡大は可能との見方が米国側から出された。**

CO2 排出削減に関しては、特にアジアにおいては、省エネ技術の導入・普及の寄与度が最も大きいことから、**この地域における経済成長の持続可能性を高めるために、原子力発電や再生可能エネルギーはもちろん、省エネルギー技術の普及を促すことが非常に重要**である。ただし、現実には技術の開発・普及には不確実性があるため、単一の技術で全てを解決することは出来ないことから、**技術ポートフォリオの検討が重要である**との指摘がなされた。

3. 天然ガスの将来

(高まる天然ガスの役割)

世界的に見てガス資源は豊富であり、**非在来型ガス資源が重要な役割を担いながら、発電部門を中心に、ガス利用は拡大する。**特に近い将来においては、CO₂ 制約により

ガスのシェアは増加するが、より長期的には、厳しい排出規制により、CCS（炭素回収・貯留）なしでは全ての化石燃料が制限されることとなる。

また、グローバルなガス市場は、長い年月で変化していくが、**現在、世界のガス市場が「地域型ガス市場」の段階にある。**MIT のガススタディでは、2030 年の世界ガス市場について、「地域市場モデル」と「グローバル市場化モデル」の 2 つを想定して、計量的な分析を行っている。「地域市場モデル」では、**米国、欧州、アジアのガス価格設定方式はそれぞれ異なっており、米国はパイプラインによるカナダからの輸入とメキシコへの輸出に留まる。**それに対して、「グローバル市場化モデル」では、完全に競争的な世界市場を想定し、**市場価格方式が欧州まで拡大し、長期的には世界の他の地域から安価なガスが米国市場に輸入されるとした。**

今後注視すべき動向は、緩やかではあるが**変化する市場構造・価格設定方式の進化、ガス資源が集中していることに起因するグローバル・ガス・カルテルの台頭、北米域外でのシェール資源、米国での環境面での開発反対の影響**（例としてはニューヨーク州の水源地域での汚染や水利用の懸念で、未だ答は出ていない）、**米国からの LNG 輸出構想**（実現可能性は小さいが、最近、連邦エネルギー省がある輸出計画を承認）、**石油・ガスをめぐる地政学的な動き**（イランやロシア等）**がある**とした。

（アジアの LNG 市場）

日本エネルギー経済研究所の予測によると、**アジアの LNG 需要は、2009 年の 1.1 億トンから 2030 年には 2 億トン以上、2~3 倍に増加する可能性がある。**元来大西洋向けだったポートフォリオ LNG が**アジアの需要増に対応しており、**今後は**豪州やインドネシアの炭層メタン（CBM）、中央アジア・ロシアからのパイプラインガスの供給などにより、天然ガスの供給力は十分に存在する。**ちなみに、ポートフォリオ LNG とは、**予め最終的な販売先を確定せずに複数の LNG 供給源をポートフォリオとして持つ企業が、その時々に応じて様々な供給源から供給する LNG のことである。**

日本の LNG 需要は、2010 年前半に、2008 年同期水準にまで回復した。先ごろ経済産業省がまとめた**エネルギー基本計画では、工業用を中心に天然ガスシフトを唱っており、そのため競争力のある価格で LNG を調達することが重要である。**

このような中、中東がスウィングプロデューサーとして台頭しており、地域間の裁定取引を刺激し、LNG 市場の流動性向上につながっている。価格決定方式についても、米国から欧州、アジアへと影響が出始めている。欧州では、長期契約の LNG も一部ハブベースの価格で輸入されている。スポット価格・石油連動の長期契約価格のギャップ拡大を背景に、ドイツ E.ON が Gazprom からの購入の 10%-15% をスポット価格基準で価格設定することを認めさせ、ノルウェーの Statoil もこれに続いた。

アジアのガス価格設定も、天然ガスシフトの観点で、緩やかな傾き、S カーブ、一部スポット価格連動などの改善が必要である。しかし、アジア太平洋にスポット市場指標がないことから、例えば英国 NBP (National Balancing Point) 価格を使うこともあり得る。長期契約は安定的な投資のため有効だが、今では 100% それである必要はない。石油価格の極端な変動の影響を軽減するための S カーブも含めて、何をベースとすべきか、再検討すべき時に来ている。

4. 石炭分野における CCS の影響

(重要なクリーンコール技術)

石炭は、他の化石燃料と比較して、安価であり賦存の偏在性も小さいので、その利用が拡大していく。特に、中国・インドを中心としたアジア地域での利用が進むものと見込まれる。一方で、他の化石燃料に比べて炭素含有量が大きいため、石炭利用の効率向上が最重要な課題である。

クリーンコール技術 (CCT) は、気候変動問題とエネルギー問題に対する取り組みの両方の鍵となり、CCT の積極的な開発と国際的な展開が先進国と発展途上国の密接な協力関係の下に推進されなければならない。日本の石炭火力の発電効率は世界をリードしており、SO_x や NO_x の発生量も極めて少なく、日本はアジアにおいて CCT と財政支援で、急増する電力インフラの建設と気候変動の緩和に貢献できる。

在来型微粉炭火力 (亜臨界) に新技術 (超臨界、超々臨界) を導入するだけで大幅な CO₂ 削減が可能であり、出来るところから対策を進めるべきである。ちなみに、米国では老朽化した石炭火力発電所が多く存在しているため、削減の余地が大きい。

一方、CO₂の化学製品利用については、コカコーラが行っているが、彼らは利用ノウハウを開示しておらず、また工業原料として利用される CO₂ 量は発電所からの排出量に比べてはるかに少ない。

現在日本は、将来のゼロ・エミッションに向けて CCT 開発を進めており、短期的には USC (超々臨界圧による微粉炭火力発電) とバイオマス混焼が最良の選択肢であり、2020 年代には IGCC (石炭ガス化複合発電)、IGFC (石炭ガス化燃料電池)、及び A-USC (先進的超々臨界圧の微粉炭火力発電) が実証され、商業的な利用が可能になると予想している。

(石炭の将来を決める CCS)

石炭の将来像は、今後の技術進歩のスピードやコスト見通しで大幅に変わってくるが、それをモデル化するのは難しい。CCS は貯留も問題であるが、回収コストが問題となっている。石炭を利用するかぎり、CCS による対応が必要であるが、CCS は発電効率の低下やコスト上昇などの問題があるため、資金的な支援を含めた国の政策が重要となる。また、CCS の導入には CO₂ 価格が大きく影響する。米国では、CO₂ 価格がトン当たり 8-10 ドルと低水準であれば石炭から天然ガスへの転換が進むが、150 ドル程度になると CCS 付き石炭火力がガス火力より有利となる。

このような中、CCS と石油増進回収法 (EOR) の組み合わせは、経済性を持つが、EOR に必要とされる CO₂ の量が小さいのが問題である。いずれにしても、CCS 導入の第 1 ステップは EOR であり、第 2 ステップは帯水層である。EOR 用途は、住民の反対が少ないという利点もあるが、長期間の貯留に関する信頼性の問題がある。

MIT が 2007 年に発表したレポート「石炭の将来」では、CCS のコストが過小評価されていた。そのコスト評価は、米国電力中央研究所 (EPRI) が算出したものを使ったが、CCS のコストそのものよりも様々な付帯コストの増加で過小評価が生じたためである。一般論として、CCS 装置メーカーはコストを過小評価しがちである。また、CCS-Ready (CCS 設備設置のためのスペースを確保すること) については規制となっていないこともあり、十分な対応がなされていない。ただし、将来に備えて、技術開発には取り組んでいるが、CCS-Ready までは進めていない。

5. 電力グリッドの未来と再生可能エネルギー

(米国の現状と課題)

風力や太陽光といった遠隔地の、あるいは分散型電源の増大に伴い、遠隔操作や自動制御技術の重要性が増す。また、電気自動車やプラグイン・ハイブリッド車の普及により、グリッドの状況に負荷をあわせることも可能となる。こうした変化は、情報量の大幅な増加をもたらすため、データ管理、プライバシー保護、サイバーアタック対策等も重要な課題となる。

米国の電力グリッドの約 3 分の 2 は、地域の ISO (独立系統運用機関) または RTO (地域送電機関) が運営しており、体系的な連邦レベルでの政策の枠組みはない。そうした中で、遠隔地から再生可能電力を取り込むための送電線の計画、建設に対する投資のインセンティブ、州をまたぐ連系線の建設コストの分担等についての検討が重要な課題となっている。

また、送配電システムについてリアルタイムの情報を得る技術はあるが、そうしたデータを有効に活用するためのコントロール・システムについてはさらなる研究開発が必要である。先進的なメータリングシステム (Advanced Metering Infrastructure) により事故検出の強化や検針費用の削減が可能だが、投資費用が利益を上回るのが現状である。需要側の対策としては、AMI によるピークの平準化やデマンド・レスポンスが検討されているが、連邦レベルの政策枠組みがない中で、家庭部門でダイナミック・プライシングの導入が可能かといった問題と一体的に検討する必要がある。

(日本の現状と課題)

日本政府は CO2 削減に向け、野心的な再生可能エネルギー (太陽光、風力) の導入目標を示している。特に太陽光発電 (PV) については 2030 年までに 5300 万 kW という目標で、原子力や火力の最低出力を加えるとピーク需要を上回る規模で、余剰電力への対応が課題となる。揚水発電や蓄電池を利用した蓄電が必要となるが、蓄電池のコスト低減が課題である。

また、逆潮の増大による配電線の電圧上昇に対しては、静止型無効電力補償装置 (SVC : Static Var Compensator) による配電線の制御があるが、コストと配電ロス

が問題になる。すでに送配電網の自動制御等が進んでいる日本では、今後は需要側をどのように取り込んで行くかが「よりスマートなグリッド」を構築するための重要な課題となる。

標準的には配電網のキャパシティは3~4MWだが、PVの普及が拡大すると、送電系統への逆潮を防ぐための蓄電池が必要となる。各家庭にヒートポンプ式給湯設備を併設した場合には、蓄電池の必要量を抑えることも可能になる。デマンド・レスポンスは、現状では、大口需要家とのみ需給調整契約を締結している。ピークカットに向けたデマンド・コントロールに関する需要家の受容性について実験を行っている。

また、日本においてCO₂削減の最も経済的な対策は原子力発電の増大であり、次に火力発電の効率化、運輸部門の省エネルギー、最後が再生可能エネルギーになると考えている。しかし、PVに蓄電池を付帯する等、技術のブレークスルーによりこのような状況も変化し得る。

(カギを握る蓄電技術)

米国側からは、蓄電池の本格的利用について多くの研究が行われているが、システムレベルでの経済的利用についてメドは立っておらず、今後しばらくは蓄電技術の本格的活用の見通しは暗いこと、また電気自動車も蓄電の機能を持つが、量的には見合わない規模であるとの意見が出された。それに対して、日本側からは、発電事業レベルで活用されているのはNAS電池のみで、高温での維持や充放電ロスの問題があること、またリチウム・イオン・バッテリーの研究を進めており、現状では電気自動車への利用にとどまっているが、5~10年後にはシステムレベルでの利用可能になるとの楽観的な見通しが述べられた。

また、再生可能エネルギー電力の間欠性 (intermittency) に対しては、①他の発電所との連系を高め平準化する、②蓄電する (例: デンマークは風力発電による余剰電力をノルウェーのダム式水力発電を用い貯蔵)、③デマンド・レスポンス、④ガス火力発電等で調整等があるが、決定打はないのが現状である。テキサスでは風力発電の増加により、調整が行われず、停電する事態もあった。再生可能電力の出力変動に対応するため、火力発電で調整するのであれば、その影響を把握する必要があるが、米国では体系的な研究が行われていないのが現状である。

さらに、電気自動車 (EV) の充電問題として、米国ではピーク時に充電が不可能とするような対策は需要家が受け入れない。適切にインセンティブを機能させるのも容易ではないとの指摘があった。日本では、EV が普及する第 1 段階では配電レベルで問題が顕在化、第 2 段階では送電レベルで問題が出て、充電方法を検討する必要性が出てくる。EV の普及率は 2020 年には 5~10%、2030 年には 20%程度と考えられるが、そのような時点では周波数の制御が必要になるとの見通しが述べられた。

6. 今後の原子力発電の課題

(日本の現状と課題)

日本では、エネルギー安全保障及び地球温暖化対策の観点から、経済性のある原子力発電は重要な位置づけとなっている。しかし近年、日本では原子力発電所の計画外停止頻度は世界の先進諸国と比べても格段に低いにも係わらず、設備利用率は 70%前後と低迷している。これを向上させるため、運転サイクル期間の諸外国並みの長期化、出力向上、保守計画の合理化等に取り組んでいる。また、2020 年までに電源の半分を低炭素電源とする目標に沿って、新增設が計画中であり、更に次世代軽水炉・高速増殖炉サイクルシステムの開発にも取り組んでいる。

2007 年 7 月の中越沖地震では、柏崎刈羽原子力発電所の全 7 基が停止した。観測された地震加速度は全てのユニットで設計値を超えていたが、プラント安全設備は設計通り機能し、安全は確保された。約 3 年後の現在、7 号・6 号・1 号の各基が営業運転を再開している。再起動に長い年月を必要としているのは、地震の後、再度地質調査も行い、耐震設計を見直し、耐震性強化を行なっているが、それを可能にする耐震解析の専門要員が限られていることが大きな要因の一つである。

また、設備利用率は日本にとっては特に重要であり、今後、新検査制度のもとに定期検査期間を短縮し、運転期間も延長することにより、他国にキャッチアップできると思われる。ちなみに、2009 年の世界の原子力発電所で設備利用率ベスト 20 のうち 6 基が日本であった。ワースト 10 のうち 6 基が柏崎刈羽 (ゼロ%) でもあったが、日本も悪いものばかりではない。日本では原子力電所を一度シャットダウンすると、再起動するのが難しく、これには一部、政治的な理由もある。日本では一度停止する

と、再起動まで概ね 37 日の日数を要するが、米国ではわずか 5 日程度である。

さらに、先般決定されたエネルギー基本計画では、2030 年までに 14 基以上の新規建設を行い、原子力発電比率を 50%とする計画が掲げられている。この目標達成には負荷追従運転が必須になってくる。これに関しては、負荷追従運転は、技術的には十分できるが、問題はそのコストと社会的受容性であるとの指摘がなされた。

一方、原子力の競争力向上には、既設炉のパフォーマンスを高めること、及びプラント建設を遅滞なく進めることが重要である。核燃料サイクルについては、日本では以下の理由からリサイクルが必須である。①4%しかない日本の自給率を上げるため、②限られたウラン資源 (R/P 比 100 年程度) のウラン資源を有効に利用するため、③将来的には高速増殖炉へとスムーズに移転することを可能とするため。国際的な協力体制として、プラントの供給国が廃棄物処分まで責任を持つことは難しいため、発電による利便を得る国が廃棄物処分の責任も負うべきだと考える。核燃料バンク構想は、将来の世界の核燃料需給のあり方として、一つの解であるとの意見も出された。

(フランスの現状と課題)

フランスにおける電力の原子力比率は 77%、持続性のあるクリーンな基幹エネルギーとして重要な位置づけを占めている。EDF では、国内 58 基の軽水炉運転、核燃料サイクル技術開発、フラマンビル 3 号基 (建設中) 及びパンリー 3 号基 (計画中) における EPR 新設プロジェクト等をベースに、自社の技術を世界の原子力産業の標準とすることを目指している。

近年、大型機器交換工事などの影響もあり、設備利用率が低下傾向にあるため、SG (蒸気発生器) の交換・計画外停止対策の効率的な管理等により向上努力を進めている。併せて、運転期間の 60 年から 80 年への延長、負荷追従性の更なる改善にも取り組んでいる。特に系統への応答性の向上は、今後、再生可能電源が多く系統に接続されるにつれて重要性を増す。具体的には、「Grey Control Rods」と呼ばれる制御棒を用いて、原子炉のより応答の速い出力制御を可能にしており、既にこの手法により MOX 炉心を含む 48 基で出力制御性向上の実績がある。EDF では、余剰プルトニウムを保持しないという核拡散防止の観点から、核燃料リサイクルにも積極的に取り組んでいる。

また、**原子力の競争性を高める方策**としては、資金面の施策（公的融資保証等）や炭素価格などが考えられるが、**特に重要なのは規格化（Standardization）**である。AP-1000 や EPR などの標準的な炉型において規格化を進め、各国規制体系でも規格化が進むことが原子力発電の進展にとって重要である。高レベル廃棄物処分については、既にガラス固化等の技術も整い、処分をする体制はできている。将来的には FBR も含めたサイクルシステムの最適化を図ることが必要である。

さらに、**国内の豊富な運転経験、及びフラマンビル 3 号基（EDF としての EPR 初号機）建設経験をベースに、国際事業展開にも**今後は注力する。既に中国、米国、英国等でいくつかのプラントが建設中あるいは計画中であり、イタリアやポーランドとも協力している。EDF では、このような技術と経験を元に、世界の原子力ルネサンスにおける主要なプレーヤーとして貢献していくことを目指している。

今後、世界で原子力発電が CO2 削減に大きく貢献するためには、何十カ国において数百基の発電所が建設されることが必要になるが、その際、**もし一つの国で大きな事故が起きた場合には、受容性の面から、世界全体の原子力発電に対して大きな影響を与える恐れがある。**そのため、**新規導入国に原子炉を建設するに当っては、原子炉の運転に関する経験を共有することが重要である。**既に第三世代炉については各国が豊富な運転経験を有しており、今後それを共有する努力を継続して行かなくてはならない。また、**プラントの輸出を行う際には、受入国側の人材育成について責任を持つとともに、安全文化を移転することも重要**との指摘があった。

原子力の競争性を高めるために最も重要なものは、初期投資額の低減及び設備利用率の向上である。第三世代炉では、**停止時間の更なる短縮により 90%の設備利用率が達成可能**である。また、原子炉の寿命を延長して 60 年以上とすることも競争力向上に役に立つ。**現在プラント建設のコストが上昇していると言われるが、それは初号機で判断するからである。今後プラント建設が順調に進むようになれば、コストも低減する**と思う。また、建設コスト低減は重要であるが、それと同時に炭素クレジットも重要である。**現在原子力はクレジットにカウントされないが、二国間協力等により原子力をカウントする新しい枠組を作ることが有用である**との指摘もなされた。

(以上)