

第3回 エネルギー転換部門における温室効果ガス排出削減の見通し

歌川 学 (産業技術総合研究所)、上園 昌武 (CASA 理事)

今回は、日本最大の排出部門であるエネルギー転換部門について、排出実態と排出削減対策を報告する。

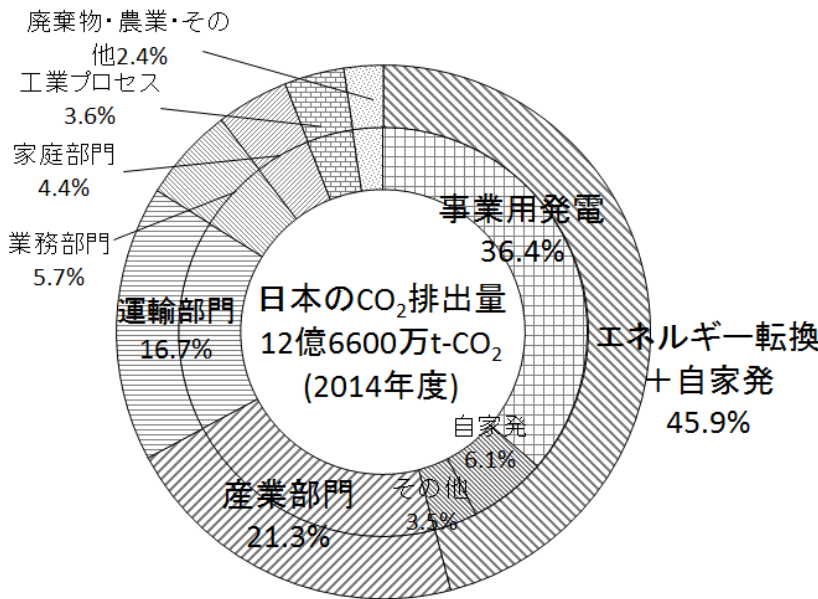
エネルギー転換部門の排出実態

エネルギー転換部門とは、化石燃料等を企業や家庭により使いやすいエネルギーに変える所で、発電所、熱供給、コークス製造、石油精製、都市ガス製造などである。この部門は発電所を中心にエネルギーを大量に消費し、多くのCO₂を排出している。エネルギー転換部門は2014年度に日本の排出の40% (自家発電の排出を加え46%)、事業用発電と自家発電で日本のCO₂排出量の約43%を占める¹ (図1)。したがって、温暖化対策の実効性を高めるためには、このエネ

ギー転換部門の脱炭素化が極めて重要である。

事業用発電と自家発電のCO₂排出量は2014年度は1990年度にくらべて1.5倍にも増加した(図2)。増加の最大の要因は、石炭火力の増加である。石炭火力の排出量は同期間に2.7倍²にも達している。LNG(液化天然ガス)火力もまた2.2倍に増加し、石油は減少した³。

石炭火力発電所は1990年度以降、安価な電源として急速に建設され、発電量が増加した経緯がある。実際に1990年度には発電量に占める石炭火力の割合は約14%であったのが、2010年度には約27%、2015年度は34%まで上昇している。LNG火力はまず2010年まで増加、加えて福島第一原発事故後の増大で、2014年度においては発電量の約41%をまかなっている。



内側の円にエネルギー転換部門+自家発電の内訳を表示。

図1 日本のCO₂排出割合 国立環境研究所温室効果ガス排出インベントリオフィス「日本の温室効果ガス排出量データ」、資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」より作成。2015年速報値発表時の2014年度修正値を使用。

現状の政策目標とその評価

政府の地球温暖化対策計画では「火力発電の高効率化」、「安全が確認された原子力発電の活用」、「再生可能エネルギーの最大限の導入」により2030年度の発電所のCO₂排出量を3.6億t-CO₂ (2013年度比1.88億t-CO₂減)としている。背景となる経済産業省総合資源エネルギー調査会の「長期エネルギー需給見通し」では、

¹ IPCCガイドラインなどによる国際統計は発電時の排出は発電所の排出とする。日本の温室効果ガス排出統計は事業用発電所の排出量は電気の消費量に応じて消費側に排出を割り振る。また、自家発電は日本の温室効果ガス排出統計では産業部門、業務部門に分類。

² 電力量あたりのCO₂排出量が天然ガスの2.5~3倍

³ 先進国の1990年~2015年の電源構成を、電力量あたりCO₂排出量が最大の石炭火力発電と、ゼロの再生可能エネルギー発電について見ると、OECD諸国で石炭割合は約40%から30%に、アメリカは53%から38%へ、ドイツは59%から44%に減少したが、日本は本文のように大きく増やした。再生可能エネルギー電力割合は同期間にOECD諸国で17%から23%(特に水力発電以外の電源は2%から10%)、OECD欧州は18%から33%(水力以外は1%から17%)に増加した。日本は11%から16%(水力以外は1%から8%)に増加した (IEA (国際エネルギー機関) 統計で比較)。

2030年の電力需要を2013年よりやや増加の9808億kWh程度(対策なしより17%削減)、それにみあう発電量を10650億kWh程度とし、構成比は石油3%、石炭26%、LNG27%、原発20~22%、再エネ22~24%(内訳は水力8.8~9.2%、太陽光7.0%、風力1.7%、バイオマス3.7~4.6%、地熱1.0~1.1%)としている。

この見通しを実現するため、政府は、電力事業者の自主行動計画(2030年原単位目標0.37kg-CO₂/kWh)、省エネ法で電気業の発電効率ベンチマーク基準(新設火力は石炭42%以上、LNG50.5%以上、石油等39%以上、既設は44.3%以上)を新設し、またエネルギー供給構造高度化法で電力小売事業者に非化石電源(原発と再生可能エネルギー)割合44%を求めることとしている。

しかし、当該政府の目標およびその施策については、原発の是非やその実現可能性について大きな議論がある。原発について、政府は、原子力規制委員会の認可を得たものを再稼働させていく方針だ。しかし、40年廃炉の規定に従えば原発20~22%を達成するの

も困難である。少なくとも、現在再稼働申請が出ていないものも含めて、さらに多くの原発が40年を超えて稼働することを前提にしなければ達成し得ない過大な見通しである。そもそも、原子力規制委員会の認可も得ていない段階で、政府が再稼働を含めた見通しを示すことは本来の政府方針と矛盾している。

他方で、再生可能エネルギーに対する見通しは低く抑えられている。見通しは、固定価格買取制度の買取費用が年額4兆円を上回らないことを前提に設定されている。現在、買取費用が増大している既存の太陽光のために、今後の買取費用枠が小さくなる。このことは再エネ電気を買取るために支払われる金額が抑えられることになり、結果として再エネの普及量が制限されることを意味する。資源量では大量にある太陽光や風力も経済的理由から見通しが低く抑えられている。これまでの研究では2030年に再生可能エネルギー電力割合が40%以上となる報告が多数ある。

他方、石炭火力は現在全国48基の建設計画が全て実現すると電力割合26%に収まらず、その約1.5倍になりCO₂大幅増の可能性がある⁴。今後は石炭火力発

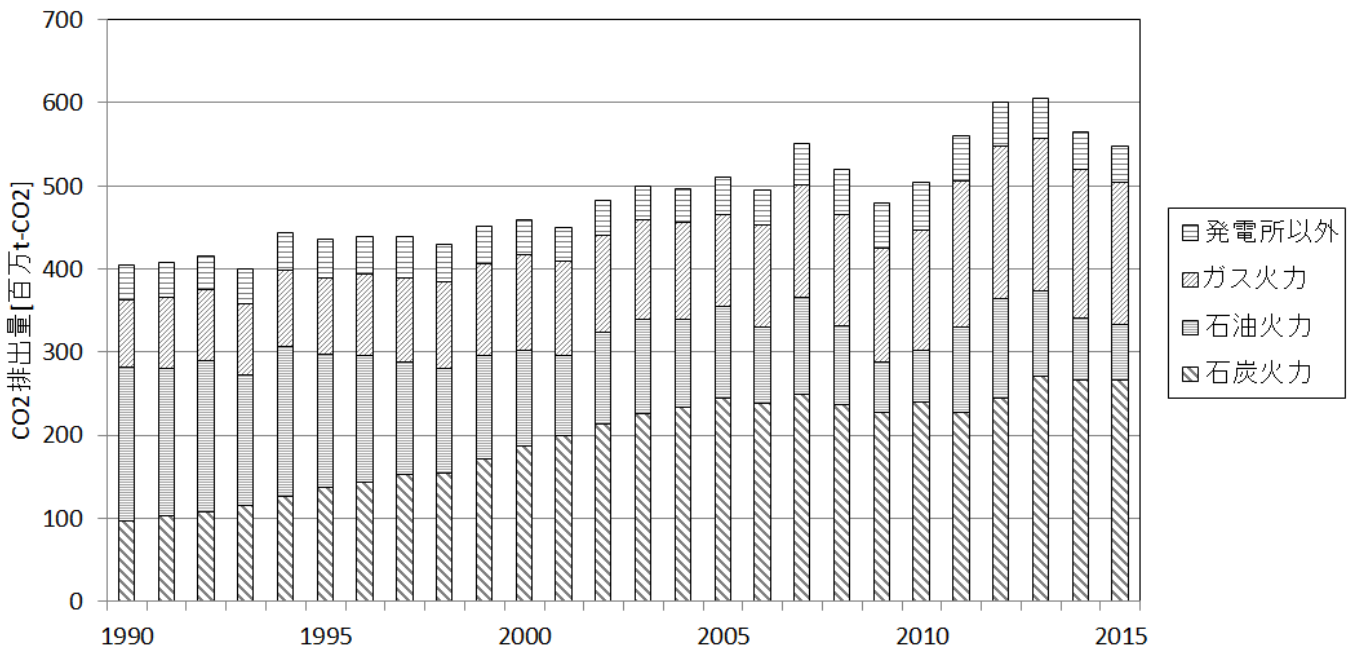


図2 日本のエネルギー転換部門のCO₂排出量の推移 資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」、国立環境研究所インベントリオフィス「日本の温室効果ガス排出量データ」より作成

⁴ 政府計画で「火力高効率化」で挙げられた技術は石炭火力のみだが、技術を比較すると現在の新型石炭火力も発電量あたり旧型LNG火力の1.5倍のCO₂を排出し、遠い将来、仮にガスタービン・燃料電池・蒸気タービンの3段階の石炭火力発電技術が完成しても今の旧型LNG火力の電力量あたりCO₂より大きい。石炭火力が発電量あたりCO₂排出量でLNG火力なみになる残された技術はCO₂回収貯留技術だが、この技術も大きな油田のない日本では未完成で、また完成しても高コストで、この場合は燃料費だけでLNG火力より高くなる可能性がある。

電量を縮小していく必要があり、追加的な対策および政策が必要である。

政府見通しでは2030年の電力消費量は対策後に2010年比で5%程度の削減になるが、これまでの研究では30%前後の削減可能性を指摘する報告がある。また、政府見通しでは電力の省エネ可能量は部門間で対策に大きな差があり、産業部門が2030年度で対策前に比較して11%減なのに対し、業務・家庭は23%減である。2030年にむけた省エネ対策については、機器の効率改善や改修を中心に、対策見込みの小さい産業部門をはじめ、業務・家庭・運輸についても、もっと大きな省エネ可能性を指摘する資料が審議会に提出されている。

政府の地球温暖化対策計画の2030年想定は、既往研究に比較すると、石炭火力割合、原発割合はいずれも高い水準、省エネと再生可能エネルギーは小さい水準となっている。また同計画で挙げられている対策にも多くの課題がある。

合理的な対策の方向性と対策の効果

それでは、エネルギー転換部門の排出削減をすすめるためには、どのような対策の方向性が望まれるのか。以下では、(1)省電力対策、(2)火力発電の効率改善と燃料転換、(3)再エネの普及、の3つについて対策の方向性を示し、対策を行わなかった場合と、対策を行った場合(CASA対策ケース)について効果の違いを示す。

(1) 省エネ対策

まずは消費側のエネルギー利用を効率化していき、電力消費量を減らしていくことにある。仮に対策をしない場合には、発電量は2020年度に1990年度比で約30%増、2030年度に約36%増となる。他方で、産業部門、業務部門、家庭部門の省エネ機器普及と断熱建築普及によるエネル

ギー効率改善などの対策(CASA対策ケース)を実施していくことにより、電力消費量は、産業・業務・家庭部門の省エネ対策を進め、2020年には1990年度比約8%増(対策なし比で1990年を100%として22%減)、2030年には約6%減(同42%減)となる。

(2) 火力発電からのCO₂排出削減

火力発電からのCO₂排出削減を実現することも可能である。一つの有効な方法は、省エネや再生可能エネルギー普及で火力発電分担が減った分、石炭火力や石油火力を減らすことである。燃料のCO₂排出の差(石炭、石油は同じエネルギー量でもCO₂排出量がLNGの1.4~1.8倍)と発電効率の差(石炭火力の最高は43%、LNG火力は54%)により、石炭火力は発電量あたりCO₂排出量0.75~1.00kg-CO₂/kWh、石油火力約0.7kg-CO₂/kWhに対し、LNG火力は最小で0.33kg-CO₂/kWhと大きな違いがある。

もう一つは旧型LNG火力の最新型への転換もしくは発電量減少分は旧型LNGから廃止していくことである。旧型LNG火力では発電効率は40%未満だが、最新型LNG火力(コンバインドサイクル、2段階発電)であれば発電効率が54%にも達する。そのため、同じLNGでもCO₂排出量や燃料消費量を25~30%削減できる。このように、火力発電の電源構成全体が減る中で石炭火力や石油火力を優先的に減らし、LNG火力の中では旧型を減らし最新型のLNG火力に置き換えていくことで大きなCO₂排出削減が可能になるのである。CASA対策ケースでは、消費側の省エネで減る分も含めて⁵、2030年度の石炭火力の発電量を2012年度比で3分の1から4分の1に減らし、LNG火力は量が減少する中で旧型を廃止し最新型にする方向性を描いている。

⁵ 石炭火力は2段階発電の新型でも発電効率約43%と新型LNG火力よりかなり低く、発電量あたりCO₂排出量は約0.72~0.75kg-CO₂/kWhで旧型石油火力なみ、旧型LNG火力の1.5倍、新型LNG火力の2.2倍である。現在石炭火力の技術開発が進められているが、燃料電池まで組み込んだ3段階発電が遠い将来実現したとしても、発電量あたりCO₂排出量は約0.6kg-CO₂/kWhで、新型LNG火力の2倍近い。

(3) 再生可能エネルギーの大幅な普及

パリ協定の求める人為的温室効果ガス排出ゼロ、持続可能な社会への移行を果たすには、再エネ中心のエネルギーシステムを構築することが求められる。エネルギー転換部門はその先駆けとなる。主には、水力発電といった既存の再エネを引き続き活用していくのに加えて、太陽光発電や風力発電などの膨大な資源量を持つ再エネ資源を新たに開発していくことが主要な課題となる。

2012年以降、固定価格買取制度（以下、FITとする）のもとで再エネに対する経済的インセンティブを与えており、膨大な投資が起き始めている。FIT導入後4年間で太陽光発電は新たに約3000万kW導入されている（2016年7月末時点）。バイオマス発電や風力発電は、運転開始しているものは数十万kWであるが、設備認定されているものは、それぞれ393万kW、305万kWに達している。FIT導入の結果、2015年度の再エネの発電量は1279億kWhに達し、発電量全体の14%を占めるまでになっている（図3）（揚水

発電と廃棄物発電除く）。また、単月であるが、2016年5月には、発電量に占める再エネの割合は21%に達した⁶。

これを踏まえ、CASA対策シナリオでは、再エネの導入ポテンシャルと直近の導入速度を勘案し、その導入量を推計した。その結果、2030年度には太陽光は住宅用・非住宅合わせて、約1.7億kWになり、風力発電は、0.7億kWとなると見込んだ。その結果、再エネ等の発電量は4925億kWhに達し、発電量に占める比率は61%に達する（パルプ産業における黒液・廃材利用、廃棄物発電も含む）。

このような大規模な再エネの普及により、再エネの発電コストは大幅に下落すると見込まれる。実際に先行して普及が進む太陽光発電は、2010年以降急速なコストダウンが実現している。木村（2016）によれば、住宅用太陽光発電は、2010年に1kWあたり60万円していたが2015年末には37万円にまで下落している。非住宅太陽光の場合は、設備価格の下落だけでなく、設備利用率が上昇しており、結果として発電するコストが大きく下がっている。2010年に1kWh発電するのに52円かかっていたものが、2015年には27円とほぼ半減している⁷。こうしたコストダウンを見込めば、再エネの大幅な導入を行ったとしても、電気料金に与える影響は大きくないと推計している。

残った課題として、太陽光や風力といった天候によって変動する再エネが大きくなった時に、電力システムの安定性の問題がある。CASA対策シナリオでは、2030年度の変動電



図3 一般電気事業者の発電量に占める再エネ等の割合（一般水力+新エネ）の推移
 出所：資源エネルギー庁（2016）『平成27年度エネルギーに関する年次報告』、電気事業連合会（2016）「電源別発電電力量構成比」より筆者作成

⁶ 自然エネルギー財団（2016）「2016年5月 自然エネルギーの割合が月間ベースで20%以上を達成」（http://www.renewable-ei.org/column/column_20160908.php）

⁷ 木村啓二（2016）「再生可能エネルギーの費用論」『地域分散型エネルギーシステム』日本評論社。

源の割合は約40%であり、これはIEA報告「電力の変革」の地域ケーススタディで技術的に達成できる範囲であると考えられる。ただし、今回、日本の系統状況を踏まえた検証が行われていないため、この点は今後の研究課題である。

以上のあげた合理的な対策を打っていけば、2030年度のエネルギー転換部門からのCO₂排出量は、2.1～2.4億トンまで減らすことができる。これは1990年比で約4割削減となり、2012年比で約6割削減にもなる。このCO₂削減は原発再稼働なしあるいは2030年廃炉で達成できるものであり、脱原発と脱火力に向けた実現可能性のある道筋の1つであると言える。

実現のための政策手段

CASA対策シナリオで示した道筋を実現するためには、強い政治的な意思と適切な政策手段の実施が求められる。最後に、省電力対策、火力発電からのCO₂

削減対策、再エネの普及対策に向けた政策手段について述べる。

(1) 省電力普及政策については、機器省エネ規制、断熱建築規制、省エネラベルや各種情報提供、中立的技術的相談窓口設置や専門家紹介、省エネ診断などを組み合わせ、業種毎の「トップランナー」あるいは「優良レベル」（いずれも生産比あるいは床面積比エネルギー消費など）を示し、それを実現する主な対策や費用対効果も示し、誘導する政策が必要である。

温暖化対策に共通に効く「排出量取引制度」などは省エネにも効果がある。

(2) 火力発電のCO₂削減対策を推進する政策について述べる。政府は上記のように自主行動計画と、火力発電の発電効率の目安を設けることで、CO₂削減が可能だとしているが、発電効率の差よりも燃料選択のCO₂排出の差が大き

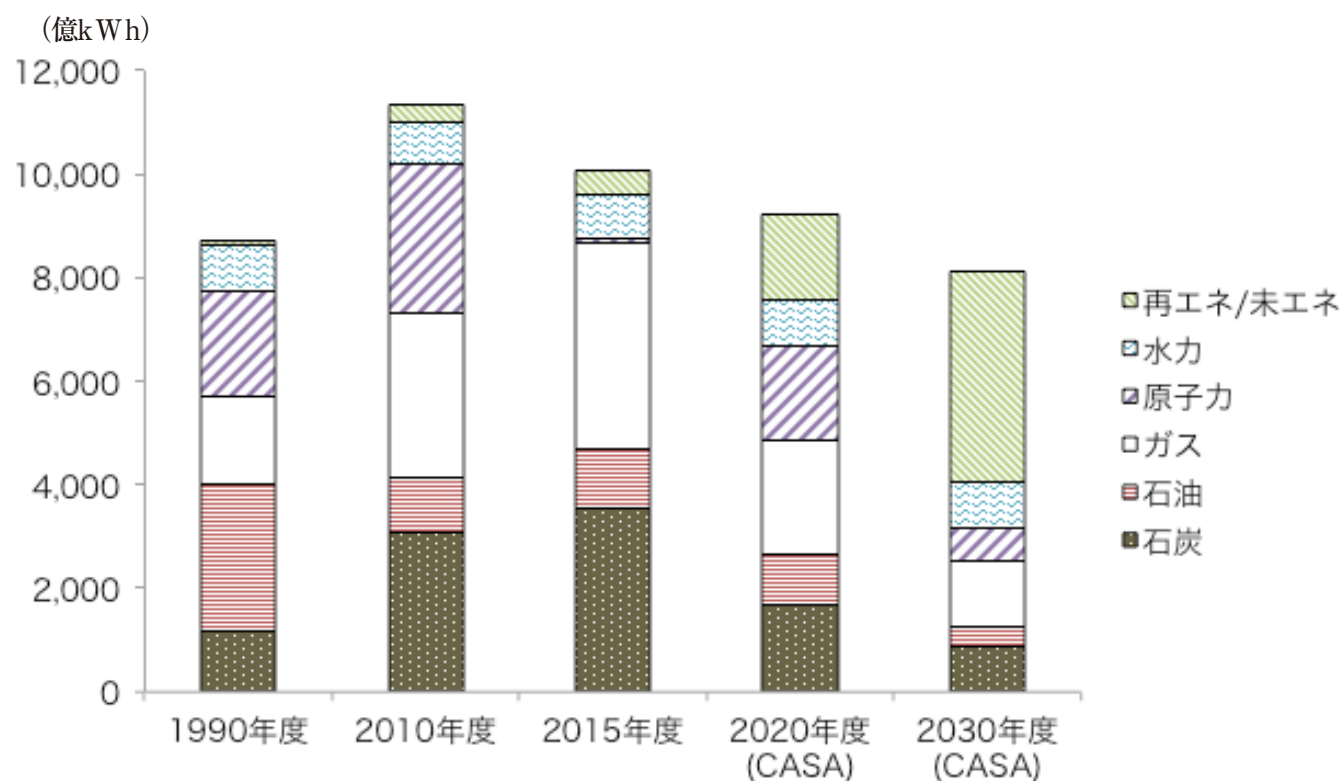


図4 発電量の推計：CASA対策ケース（原子力2030年廃炉ケース）における
注：原発は2031年にはゼロになる。この他に原発再稼働なしのケースも試算。

く、発電効率を高めたとしてもCO₂排出係数の高い石炭火力の比率が高まる、あるいは発電量全体が増えることにより、CO₂排出量は増える危険性がある。問題は、CO₂排出係数の高い石炭火力が火力の中で最も安い電源であることだ。安ければ発電事業者は、その電源を増やし、競争力を高めようとする。これは2000年代を通じて石炭火力が増大してきたことから明らかである。

したがって実効性のある火力発電からのCO₂削減のためには、炭素プライシング（炭素価格付け）がもっとも効果的であると考えられる。具体的には、環境税や排出量取引制度など、発電所等からのCO₂排出を費用化させるための仕組みが重要である。将来は、省エネと再生可能エネルギー普及により、火力の中でコストが安いと考えられてきた石炭火力も欧州のように稼働率低下と電力価格低下により採算割れ、競争力低下の可能性がある。こうした投資リスクを国が投資家や金融機関に今から知らせる必要がある。様々な政策で石炭火力縮小に向かうことが課題である。

また、旧型LNG火力の更新あるいは閉鎖についても、炭素プライシングが有効である。

- (3) 再エネの普及については、系統運営のルール化・透明化、優先接続・優先給電の徹底、FITの安定的な運用が求められる。

まず電力系統運営を透明化し、再エネ電力を

優先接続する制度を確立する⁸とともに接続費用も透明化、接続後の送電網への電気の受入について再エネ電力を最優先⁹する優先給電の制度化・地域間連系線利用のルールなども課題である¹⁰。いくらFITで望ましい買取価格を設定したとしても、再エネ発電事業者が系統接続できない、あるいは系統に接続したとしても頻繁に出力抑制される危険性が顕在化しつつある。このような状態が新規事業参入の大きな障害になっている。

また、当初の制度運用については、賦課金増大¹¹など様々な問題点が指摘されてきた。着実な普及を後押しするためには、制度運用機関である資源エネルギー庁・系統運営機関およびFIT価格等を検討する調達価格等算定委員会の役割が非常に重要である。再エネ市場の状況を絶えず監視しながら、普及を最大にする適切な運用を図っていくことが求められる。

また、再エネは地域資源であり、地域主体が中心に普及してこそ地域に産業創出や雇用創出などをもたらし、地域の持続可能な発展に資する。地域主体優先、自治体関与などの制度化も今後の課題である。

⁸ 現在は電力会社が接続許容量を設定している。また、根拠不明な多額の接続費用請求で事実上接続できなくなることがある。

⁹ 現在は原子力・水力・地熱発電が太陽光・風力発電より優先。

¹⁰ 欧州では国をまたぐ連系線も再エネ電力が使用している。日本では電力広域的運営推進機関発足後も、大型電源事故への備えを優先、地域間連系線を全部または一部空ける運営ルールになっている。このため、特定地域で再エネ発電量が予測より大きくなり、隣の地域に送れば出力調整しなくてすむ場合も地域間連系線を使わず、出力調整に至る可能性がある。この他、揚水発電使用ルールも将来の課題である。欧州では揚水発電を再エネ電力調整に頻繁に使う国もある。

¹¹ 賦課金の多くは非住宅太陽光である。買い取り価格の問題として、メガソーラーに高すぎ、中規模太陽光には低すぎる非住宅太陽光均一の買取価格があるが、調達価格等算定委員会で委員から何度か価格を分けるよう修正意見が出たが、この運用が継続してきた。また、バイオマス発電では石炭火力に混ぜるバイオマスも対象とし（バイオマス混焼でも発電量あたりCO₂はLNG旧型火力や石油火力よりはるかに大きい）、賦課金の増加を招いた他、他のバイオマス発電でも熱利用を考慮しない買取価格で、地域の熱利用を考慮しない大型バイオマス建設、海外バイオマス輸入施設建設を促してきた。買取価格以外の運用では、省エネ努力も不明な電力多消費事業者に対し製造業では賦課金80%減免を認め、この分は国の予算を充ててきた。