

2017 年の内外エネルギー情勢展望

一般財団法人 日本エネルギー経済研究所
常務理事 首席研究員
小山 堅

7 月 26 日、弊所は第 423 回定例研究報告会を開催し、「2017 年度までの日本の経済・エネルギー需給見通しと最新の国際石油・天然ガス・石炭情勢、内外の再生可能エネルギー情勢」と題する報告を実施した。表題が示す通り、2017 年を目途に、石油・天然ガス・石炭・再生可能エネルギー情勢を分析・展望し、それも踏まえつつ、わが国の短期エネルギー需給見通しを提示するものである。以下では、それぞれの見通しについて、重要なポイントを整理し、2017 年までの短期見通しを総括的に示すこととしたい。

第 1 に国際石油市場と原油価格に関しては、2017 年にかけて、国際石油市場では需給の「リバランス」が徐々に進み、原油価格には基本的に上向きの圧力が緩やかに働き続けると見る。需要面では、米中印等でのガソリン等を中心にした需要増に牽引され世界の石油需要は前年比 110 万 B/D 増の緩やかな増加を続けると見る。一方、油価低迷で米国シェールオイル生産が停滞、非 OPEC 生産の低迷が続く見通しである。OPEC 生産に関しては、ナイジェリア・リビア・ベネズエラ等での生産減を中東主要 OPEC 諸国の増産で補い、全体として高水準の生産が続いているが、2017 年にかけてもこの構図に基本的変化はないと見る。需給リバランスによって、原油価格は緩やかに上昇、WTI 原油では 2016 年上期（平均値、以下同様）の 40 ドルから、下期には 49 ドル、2017 年には 54 ドルとなる、と見込む。ただし、市場には様々な波乱・攪乱要因があり、その影響で原油価格は上下双方向に揺さぶられる可能性が高い。ダウンサイドリスクとしては、「Brexit」の影響も含め、経済・金融情勢の不安定要因がある。また、足下での極めて高い石油在庫水準の存在や米国シェールオイルの生産減少に歯止めが掛る可能性など、上値を重くする要因も多々ある。

第 2 に、国際天然ガス情勢については、現在の低ガス価格が供給部門投資を削減する動きが持続しているため、中期的には石油市場と同様にリバランスの方向に向かうものの、予測期間である 2017 年までの間で全体として供給過剰の払拭は難しい、と見る。この背景には、ガス・LNG 価格が低下した状況にもかかわらず、石炭・再生可能エネルギー・原子力など発電部門での強力な競合エネルギーの存在によって、ガス・LNG 需要の伸びが期待したほどでないという現実がある。ガス需要が順調に大きく拡大し、潤沢な供給がそれを賄い続けるという「ガス黄金時代」が実現しているのは米国くらいで、アジアでも欧州でもガスは苦戦をしている。アジアの LNG 市場においても状況は同じで、緩やかな需要増は見られるものの、その伸びはかつて期待されたほどではない。その一方、高価格期に最終投資決定した LNG プロジェクトが陸続と立ち上がるため、2017 年まで（さらに先まで）供給過剰が継続・加速化すると見る。しかし、アジアの LNG 価格については、基本的には原油連動で決まるため、上述した原油価格の緩やかな上昇に連れ、日本着 LNG 価格は 2016 年上期（平均値、以下同様）の 100 万 BTU あたり 7 ドルから、下期には 6.6 ドル、2017

年7.4ドルになると予測する。他方、需給状況を反映して決まるアジアのLNGスポット価格については2017年にかけて5ドル前後で推移するため、長期契約価格との格差が広がると見る。これは、LNG調達を巡る売主・買主の議論・交渉に様々な影響を与える。

第3に、石炭については、2011年から続く価格下落トレンドに歯止めがかかり、反転の動きが出ていると分析した。長引く低価格による炭鉱の閉鎖・休止、また企業による生産調整が供給を絞り、その一方、需要面での価格押し下げに最大の影響を及ぼしてきた中国の輸入減少に歯止めが掛る動きが出ているためである。中国では、石炭需要そのものは横ばい等の弱い状況であるが、炭鉱閉山など生産低迷が輸入に影響しているとする。需要サイド・供給サイド双方に様々な不確実性があるが、価格は徐々に上向き、一般炭（電力向け）スポット価格は、2016年1月にトン当たり50ドルを割り込んだが、2016年下期には50ドル後半、2017年は60ドル前後の推移となると見る。同様に、原料炭スポット価格も2016年後半の90ドル台前半から、2017年には90ドル台後半へと上昇すると見込む。

第4に、再生可能エネルギーは、政策支援と発電コストの低下で、ここまで急速な拡大を見せてきたが、足下では、導入拡大の中心が欧州からアジアにシフトしていると分析する。欧州では、FIT制度の見直しが行われ、賦課金による国民負担増大の抑制と拡大してきた風力・太陽光発電の電力市場への統合という課題対応のため、導入速度が減速している点も指摘する。欧州等の自由化された電力市場での再生可能エネルギー（風力・太陽光）の大量導入は、卸電力価格の低下等を招き、火力発電設備の利用率低下や収益性の悪化を生じさせている。電力安定供給確保のため、供給力・予備力確保のため、容量メカニズムの導入・検討が進められつつある点も日本として学ぶべき点と見る。日本ではFIT電源の認定設備容量が2016年3月末時点で87GWに達したが、そのうち、稼働済み設備容量は同時点で19GWとなっている。今後、稼働が進み、2017年度末時点での稼働は65GWとなると見込む。既認定分87GWが全て稼働すると、20年間の賦課金総額は56兆円（3.2円/kWhに相当）に達するため、国民負担増大の抑制が課題となるとした。そのため、いわゆる「未稼働案件」への対応やコスト効率的な導入を目指す取組み実現が重要となる。

第5に、わが国のエネルギー需給見通しに関しては、2017年度まで1%弱の緩やかな経済成長の下で、一次エネルギー国内供給は省エネの進展等もあり、微減が続くと見る。その中で、原子力再稼働と再生可能エネルギーの拡大で非化石エネルギーが伸び、石油とガスの需要が減少するという需給構造の変化が続くと見込む。エネルギー別販売を見ると、電力・ガスは拡大するが、自動車燃費改善の持続、原子力再稼働による電力向け販売の減少等により、燃料油販売は減少が続くと予測する。原子力については、2017年度末で再稼働累計19基とする「基準ケース」で、2017年度には2010年度対比で化石燃料輸入額が4.7兆円減少、CO₂排出量4500万トン減少と分析する。しかし、FIT買取費用の拡大のため同費用を含む電力コスト単価は、2010年度対比で1.1円/kWh上昇と見込む。原子力再稼働の多寡に関して、低位ケース・高位ケースを設定して感度分析を行うと、高位ケースで化石燃料輸入・CO₂排出・電力コスト単価のいずれでも大きな減少が見られる結果となる。また、原子力の影響を全国レベルで見ただけでなく、地域レベルで見ることの重要性の示唆を試みた。一般論として、発電電量1,000億kWhの地域で1GWの原子力1基が1年停止すると、稼働している場合と比べて燃料費600億円増加、当該地域の電力コスト単価は全国ベースでみた場合の約10倍となる0.4円/kWh上昇する結果となった。

以上