

電気事業連合会：電力レポート(2013年2月)

※「電力中央研究所電気新聞ゼミナール(2013年2月4日掲載)参考」

<http://criepi.denken.or.jp/jp/serc/denki/pdf/20130204.pdf>

2013.2.14

「天然ガス火力発電は原子力発電を代替することはできるか？」

東日本大震災により、我が国の原子力発電所の大半が停止している。原発の停止による電力供給低下を埋めるために、天然ガスを中心とする火力発電所を緊急的対応措置としてフルに稼働させ、電力の安定供給をかりうじて確保しているのが実情だ。だが、その結果として火力発電用燃料の輸入増加による供給コストの大幅な上昇、2012年の貿易赤字が過去最大の6兆9000億円を上回るという、日本経済や国民生活に大きな影響を及ぼしている。ここでは、中長期的な視点から原子力発電を順次利用停止したとき、CO2排出抑制のため、不足となる電源をすべて天然ガス火力で賄う場合に生じる課題について考えてみたい。

□重要性高まる天然ガス火力発電のメリットと問題点

天然ガスは①供給国が原油よりも政情が安定している地域が多い②燃料の供給が長期契約中心で安定している③燃料のCO2排出量が他の化石燃料に比べて少ないなど、発電燃料として様々なメリットを持っている。その一方で、購入者側の需要状況にかかわらず一定数量の引き取りを購入側に義務付けるテイクオアペイ条項などの硬直的な購入契約があることや、貯蔵・輸送が難しいために緊急時の対応力が低いなどの問題点も抱えている。

天然ガス火力発電の最大の特長は、コンバインドサイクル技術の利用により発電効率が高いことである。2013年10月から順次運転開始予定の関西電力姫路第二発電所では、1600℃級ガスタービンの導入により世界最高水準の発電効率約60%(低位発熱量基準)を達成する。また、建設単価が比較的低いこと、電力需要に応じて系列ごとに建設時期を変えることができるなどの利点もある。さらに、太陽光発電や風力発電など、気候の変化を受けやすい間欠性再生可能エネルギー発電の増加を考慮すると、需給調整能力の面からも天然ガス火力の重要性が高まるものと見込まれる。

□天然ガス火力は原子力発電を代替しうるか

仮に、既存の原子力発電所を運転開始40年間で順次利用停止する場合、これを天然ガス火力で補えるのであろうか。この疑問に対し、電力中央研究所の最適電源構成モデルによるシミュレーション分析などを通じて、課題を抽出した。

主な結果を下記の表に示す。なお、このときの電力需要は政府の「エネルギー・環

境に関する選択肢」から太陽光発電、風力発電、コジェネ・自家発電分を差し引いたもので、2010年度に対して2050年度は31%減少とかなり低めの水準である。この前提のもとで、新設できる電源を天然ガス火力に限ると、2050年度までに既存分のリプレースを含め、1億1690万kWの設備の新設が必要となり、立地制約問題が深刻化する可能性がある。また、この場合の天然ガス輸入量はここで採用した需要水準で、熱効率の向上を織り込んでも、2050年度には2010年度の1.3倍に増える。同時に原子力発電や石炭火力発電がほとんどなくなるため、燃料購入時に供給先から足元を見られ、価格交渉面で不利となり、購入する天然ガス価格が割高になる懸念を払拭できない。

天然ガス火力に依存する利点は、石炭火力発電を利用する場合と比べ、CO₂排出量を減らすことができることである。しかし、この点についても、CO₂排出量を同じ水準に抑えるという条件で発電コストを比較して、天然ガス火力に依存する場合は、CCS(CO₂回収・貯留装置)を付けたIGCC(石炭ガス化複合発電)を利用するケースや海外からの排出権購入で削減するケースと比べて、割高であるうえに燃料価格変動の影響を受けやすくなるリスクが否定できない。この他にも、燃料輸入の増加に伴う国富の流出、中東情勢の緊迫化による輸送ルートの封鎖リスクなど、さまざまな課題が残る。

このようなことから総合的に判断すれば、将来的に天然ガス火力設備は、現在と同水準の設備容量を維持しつつ、老朽設備のリプレースで高効率化を推進すべきであり、ベース電源は原子力発電ないしは石炭火力発電で行うのが適当であると考える。

新設可能な電源の想定	2010～2050年度の新設設備容量(万kW)				発電コスト (2050年度、 円/kWh)	CO ₂ 排出量 (2050年度、 百万トン)
	天然ガス 火力	微粉炭火力 ・IGCC	IGCC (CCS付置)	その他 ¹⁾		
天然ガス火力のみ	11,690	250 ²⁾	0	166 ²⁾	13.1～19.5 ³⁾	170.8
全オプション ⁴⁾ (原子力を除く、 CO ₂ 排出制約なし)	3,979～ 4,172	7,232～7,250	0	1,627～ 1,836	10.6～14.0	372.6～372.7
全オプション(CO ₂ 排出量を排出 権購入で天然ガス火力のみの場合 と同じ水準に抑える場合)	同上	同上	同上	同上	12.7～16.1	170.8
全オプション(CO ₂ 排出抑制のため、 さらにCCS付置IGCCが利用 できるとした場合)	7,290～ 7,590	0	2,095～2,121	1,995～ 2,027	13.5～18.0	170.8

1) 石油等火力、既存石油火力の寿命延伸、揚水などで、太陽光発電や風力発電を含まない。

2) ゼロでないのは、天然ガス火力以外の発電設備で、2010年度以降に建設中/運転開始中のものが含まれるため。

3) 数値の幅は、燃料価格が低い場合と高い場合の範囲を表す。

4) 天然ガス火力、微粉炭火力、IGCC(石炭ガス化複合発電)、石油等火力、既存石油火力の寿命延伸、揚水を選択可。

最適電源構成モデルによる天然ガス火力依存の分析結果