

ブリティッシュ・エナジーの経営危機とその背景

エネルギー動向分析室 研究員

ジェームス・イーストコット

はじめに

イギリスの民間原子力発電事業者ブリティッシュ・エナジー（以下 BE）が経営危機に陥っている。同社は 2002 年 9 月 9 日に電力卸価格の下落等によって経営状況が悪化したとしてイギリス政府に対し緊急支援を要請し、政府との支援交渉が決裂すれば債務超過に陥る可能性がある」と表明したのである。

これに対しイギリス政府は BE が長期的なリストラ策を講じることを条件に 9 月 9 日に総額 4 億 1000 万ポンド（6 億 2900 万ドル）の運転資金融資を決定し、9 月 26 日には融資期限の延長（11 月 29 日）と融資額の増加（4 億 1000 万ポンド 6 億 5000 万ポンド）を決定した。こうしてイギリス政府は緊急融資を決定したものの、これは極めて短期的な支援であるため今後の根本的な問題解決に向けた BE のリストラ案発表やそれに対するイギリス政府の対応が注目されている。

BE のリストラ案や今後のイギリス政府の対応がどのようになるかは、現時点で不透明な部分も多い。しかし、電力自由化の推進で先行するイギリスにおいて、なぜ原子力発電事業者である BE が経営危機に直面することになったのかを理解することは、現在日本でも検討されている電力自由化と原子力の推進という問題を考える上で重要であると思われる。本レポートでは、なぜ BE がこうした経営危機に陥ったのか、またどのような要因がこうした状況に結びついているのかという点について整理することとする。

1. ブリティッシュ・エナジーの概要および経営状況

BE はニュークリア・エレクトリック¹とスコティッシュ・ニュークリア²を子会社とする持株会社で、1996 年 4 月に設立され、同年 7 月に株式が一般公開された原子力発電事業者である。BE は、現在イギリス国内に 8 箇所の原子力発電所（うち改良型ガス炉 7 箇所、加圧水型炉 1 箇所）と 1 箇所の石炭火力発電所を保有しており、合計発電能力は 11,600MW となっている³。2002 年度（2001 年 4 月～2002 年 3 月）のイギリス国内での発電電力量は 74,700GWh であり、これはイギリス全体における発電電力量の約 2 割を占める量であ

¹ 1990 年 3 月の電気法施行により中央発電局（CEGB）が所有していた原子力発電所は分割され、ニュークリア・エレクトリックという株式会社が創立された。

² 1990 年 3 月の電気法施行により、南スコットランド電気局（SSEB）及び北スコットランド水力電気局（NSHEB）が発送配電一貫形態のまま株式会社化され、各々スコティッシュ・パワー（SP）、スコティッシュ水力（HE）として創立された。ただし SSEB が所有していた原子力発電所は新設されたスコティッシュ・ニュークリアに移管された。

³ この他にカナダでは現在 3,200MW の発電能力（停止している能力を稼働すると合計 4,700MW となる）、またアメリカでは 2,500MW の発電能力・発電資産を有している。（いずれも原子力発電所）

る。

売上げについては、2000年に電力小売事業子会社を売却したこともあり電力卸売りが中心となっている。2002年度の売上げの構成は電力卸売りが約7割、産業向け直接販売が約3割となっている。

表1は過去5年(1998年度～2002年度)におけるBEの財務実績を示したものである。これを見ると、BEの純利益は2000年度までは比較的堅調に推移してきたが、2001年度以降急激に悪化していることがわかる。

表1. BE社の財務実績(1998年度から2002年度)

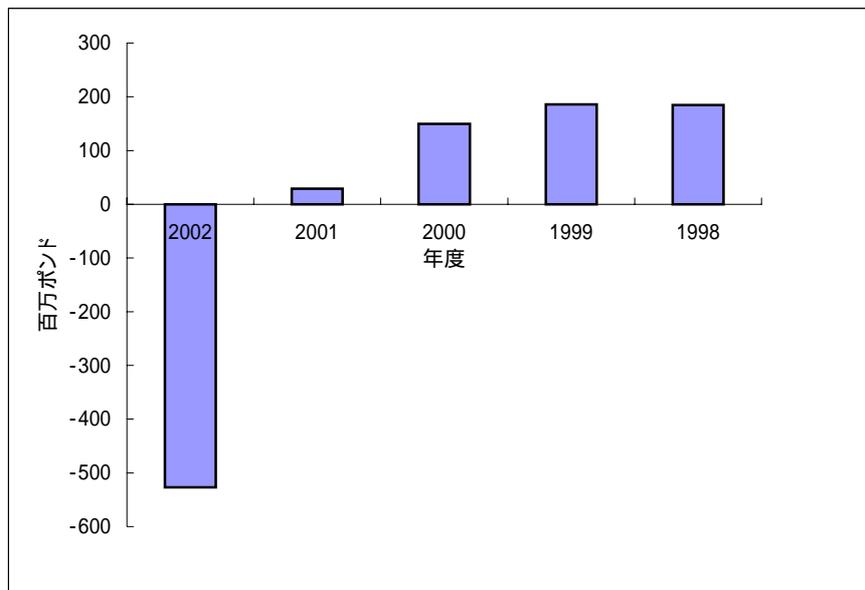
単位：百万ポンド

| | 2002年度 | 2001年度 | 2000年度 | 1999年度 | 1998年度 |
|------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 総売上高 | 2,049 | 2,124 | 2,058 | 2,067 | 1,954 |
| 営業利益 | (281) | 280 | 412 | 481 | 522 |
| 税引き前利益(損益)/収益 | (493) | 57 | 225 | 276 | 276 |
| 純利益 | (527) | 29 | 150 | 186 | 185 |
| 英国における発電電力量(TWh) | 74.5 | 70.5 | 63.7 | 69.1 | 66.7 |

出所：British Energyの公式ホームページ <http://www.british-energy.com> より作成。

注：会計年度は4月～翌年3月。2002年度は2001年4月1日～2002年3月31日となる。

図1. BEの純利益の推移



2002年度に関しては純利益が5億2700万ポンドの損失と対前年度で大幅に悪化してい

る。これは主に UK GAAP⁴に基づいた特別損失 5 億 3500 万ポンド（石炭火力発電所の評価損等）を計上したためであり、これを除くと純利益は 4200 万ポンドであったことになる。しかし、2002 年度の事業を行っている国別の利益を見てみると、イギリス：2600 万ポンド、アメリカ：2600 万ポンド、カナダ：4200 万ポンドとなっており、イギリスにおける事業はマイナスであった。

また、この 5 年間でイギリスにおける発電電力量は年々に増加しているが、年間の売上げはほぼ横ばいとなっており、売電単価が減少していることがわかる。

BE はこのような財務状況の悪化の諸要因に関して以下のように指摘している。

- New Electricity Trading Arrangements (以下 NETA) が導入された 2001 年 3 月以降の卸売電力価格の低下。
- British Nuclear Fuels Limited (以下 BNFL) と契約している使用済み核燃料の再処理コストが高いこと。
- 原子力発電所が他電源と比較して高い Business Rates (事業税) を支払っていること、また他電源と比較して二酸化炭素の排出量が少ないにも拘らず 2001 年 4 月に導入された気候変動税 (Climate Change Levy : CCL) の対象となっていること。

以下ではこの要因について検討することとする。

2. 卸売電力価格の低下

イギリス (イングランド・ウェールズ) では 1990 年に電気法が施行され、国営電力会社の分割・民営化と電気事業に競争原理が導入された。その結果、電気事業者は卸売電力を卸売電力市場 (プール) を通じて売買することが義務付けられた。つまり、発電事業者は発電電力をプールへ全量投入し、小売事業者はプールから電力を調達することとなったのである。卸売電力価格は系統運用を行う送電会社であるナショナルグリッドが想定需要に対する発電事業者の入札 kW・価格を安い順に積み重ね、需要と供給が一致する最後の 1kW となる入札価格 (系統限界価格) を全体の価格として決定する⁵。このようにベースロードプラントもピークロードプラントも同価格の支払いを受けることができる価格決定システムであったことから、発電所を 24 時間・365 日運転する方が効率的な (短期間での出力調整が困難な) BE を始めとするベース発電事業者は落札を確実にするゼロペンス入札を

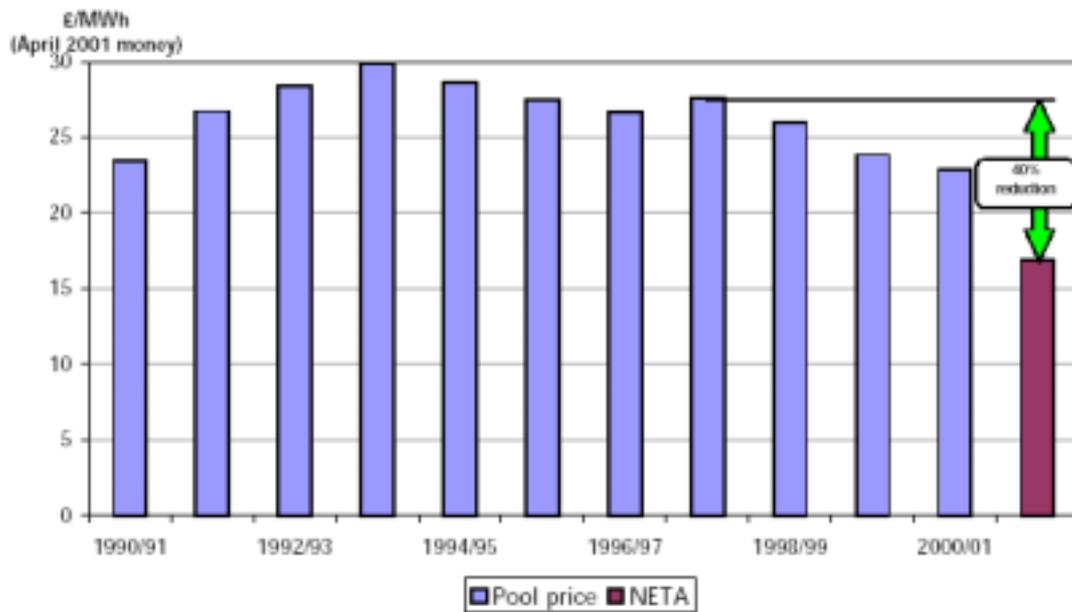
⁴ United Kingdom Generally Accepted Accounting Principles の略。UKGAAP は英国における会計原則である。

⁵ 実際に発電事業者がプールへ電力を入れる価格 (PPP) は系統限界価格にキャパシティエレメントを加えた価格となる。キャパシティエレメントは供給力不足が発生した場合の社会的損失額と供給力不足が発生する確率を乗ずることで算定される。なお、小売事業者がプールから電力を引き出す際に適用される価格 (PSP) は PPP に補助サービス確保費用 (電圧・周波数調整等) 予定発電量と実際の発電量の乖離を調整する費用、アベイラビリティペイメントを加えて算定する。

行っていたとされている。

しかし、このプール入札制度は、大手発電事業者の市場支配力が大きく価格の操作が可能であること、プールでの価格決定に需要家は参加できず、供給者のみの入札によって価格が決定されるため需要家の意志が反映されにくくなっていること等が問題となり、卸電力価格も期待通りに低下しなかった(図2)。このためイギリス政府は、まず、ナショナル・パワー、パワージェンのような市場シェアの高い発電事業者に対し発電所の売却を義務付けた⁶。さらに需要家が卸電力価格の決定に関与できるように2001年3月には相対取引と一日前スポット市場等を組み合わせた新たな卸売電力取引システムである NETA を導入した。プール制と NETA 制の比較は表2に示す通りである。

図2. 英国電力市場における卸電力価格の推移(1990年~2001年)



出所：OFGEMの公式ホームページ <http://www.ofgem.gov.uk/>⁷

原子力発電は発電量が不確実であるスポット取引には適さないため、BEは新制度の下で発電電力のほとんどを相対取引での卸電力販売に切り替えることになった。BEのようなベース発電事業者はプール制の下では系統限界価格で電力を販売できたが、NETAの下では相対のベース取引価格に基づいた電力販売を行うことになったのである。NETA導入後の卸電力価格⁸の推移は下図3の通りとなっており、NETAへの移行によって卸売電力

⁶ 1990年時点ではナショナル・パワーとパワージェンの発電量シェアは73%を占めていたが、2001年時点では32%まで低下した。

⁷ OFGEMが公表された総括書の「The Review of the First year of NETA」より取った。

⁸ 図3に示している卸電力価格は、相対取引のうち流動性の高いOver the Counter (OTC) 取引価格で

価格は大幅に低下することとなった。この点について OFGEM⁹は卸電力価格低下の原因として、NETA がプール制度下での電力取引制度と比べ効率的かつ競争的な電力取引制度として機能していること、イギリスにおける発電余力が約 30%あること、NETA 導入後の気候が例年と比較して温暖であったことが主な原因と述べている。

表 2 . プール制と NETA 制の比較一覧

| | | プール制 | NETA 制 |
|-------------|-----------|-------------------------|-----------------------------------|
| 市場形態 | 市場形態 | 公設市場 | 私設市場 / 公設市場 (BM) |
| | 参加の必要性 | 強制 | 任意 |
| | 参加者 | ライセンス所有者 | 任意 / BSC パーティ (BM) |
| | 卸電力取引の種類 | プール、(リスクヘッジとして Cfd を利用) | 相対取引、取引所取引、BM 市場取引、インバランス決済 |
| 価格 | 取引価格 | 需給均衡価格 | 合意価格 / 応札価格 (BM) |
| | 価格規制 | 上限は VOLL (£2.9/kWh) | なし |
| | インバランス決済 | あり (ただし市場化されていない) | あり |
| | 価格情報 | あり (プール価格の公表) | あり (市況) |
| | 補助サービスコスト | 送電サービス料金 | 送電 (バランス・サービス) 料金 |
| | 送電混雑解消コスト | 送電サービス料金 | 送電 (バランス・サービス) 料金 (将来は送電権市場取引) |

(注) BM : 需給調整市場。BSC パーティ : 需給調整決済コードの当事者で、50MW を超える電力を取引する者。Cfd : Contract for Difference の略、

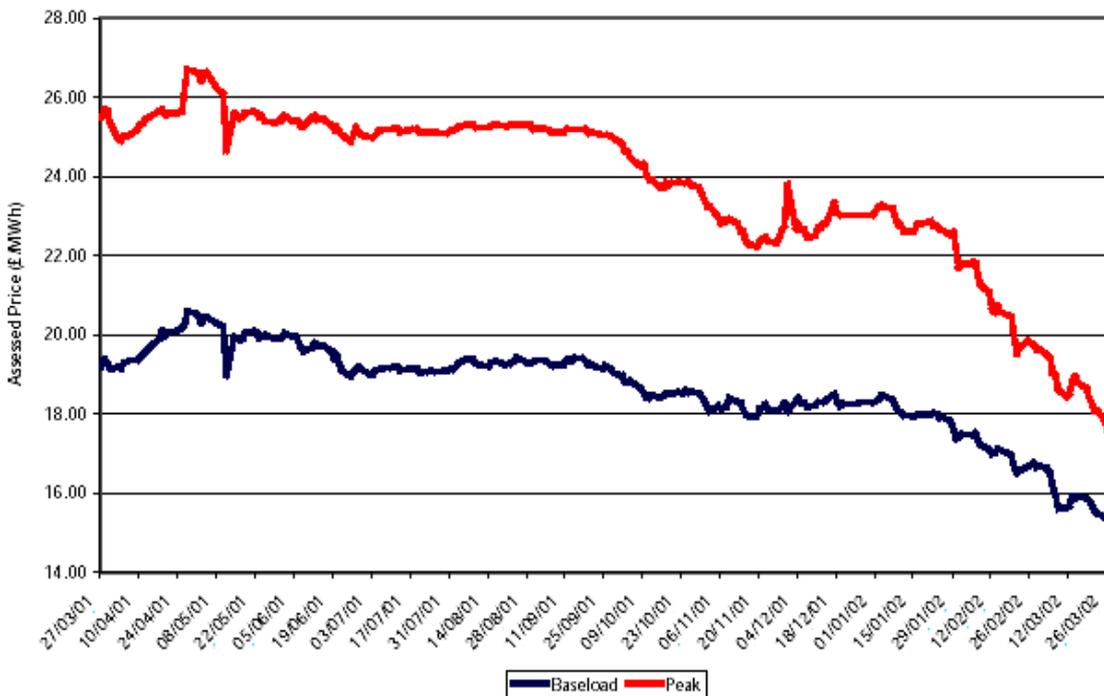
出所 : 海外電力 (2001 年 5 月号)

こうした価格低下につれて BE の経営状況は悪化した。BE によれば 2002 年度の 1MWh 当たりの発電コストは 19.46 ポンドであり、これを図 2・3 の卸電力価格に当てはめると発電コストと販売価格の「逆ざや」が生じていたことになる。この点について BE は卸電力価格の低下による 2002 年度の損失は 1 億 3700 万ポンドに達していると発表している。このような卸電力価格の低下による経営状況の悪化は BE に限らずその他の発電事業者にも当てはまる。例えば、パワージェン、BNFL 等の発電事業者も卸電力価格の低下を受けて

ある。

⁹ OFGEM は、英国のガス電力市場局であり、役割について OFGEM は、事業者の行動を直接取り締まることを可能にし、法律も市場支配力の行使によって市場を歪めた者に対して、罰金を課す権限を OFGEM に与えている。また、OFGEM は市場の濫用が認められるかもしくは危惧される場合には、これを排除することを目的に NETA 規則に立入る権限が認められる。

図3. NETAが導入後のOTC市場においた卸電力価格の推移



出所：OFGEMの公式ホームページ <http://www.ofgem.gov.uk/>

発電所を停止することがあると発表した¹⁰。

しかし、多くの発電事業者は小売事業も展開しているという点でBEとは状況が異なっている。イギリスにおける電力小売価格の推移は表3に示す通りである。これによれば1997年から2000年にかけて低下傾向にあった電力小売価格は特に民生用においては2001年以降横ばい状態にあることがわかる。つまり、発電事業と小売事業の両方を展開している電

表3. 産業・民生部門向けの平均小売電力価格の推移

単位：ペンス/kWh

| 年度 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | | | | 2002 |
|----|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | | | | | 1Q | 2Q | 3Q | 4Q | 1Q |
| 産業 | 3.95 | 3.92 | 3.94 | 3.66 | 3.55 | 3.17 | 3.20 | 3.44 | - |
| 民生 | 7.14 | 6.94 | 6.86 | 6.72 | 6.64 | 6.65 | 6.66 | 6.67 | 6.67 |

出所：IEA出版の「Energy Prices and Taxes」より。

注：上記の表にある価格は税別である。

¹⁰ パワージェンについては、3基の火力発電所・発電能力1,800MWを停止することを表明した。BNFLについては、2箇所（8基）の原子力発電所が計画を前倒して廃止することを表明している。

気事業者は卸電力価格の低下を小売事業でカバーすることができた一方で、小売事業子会社を2000年に売却していたBEは卸電力価格の低下を小売事業でカバーできなかったと推測される¹¹。

3. 核廃棄物の問題

1990年以降、電力市場の自由化が進展すると共に、放射性廃棄物等の再処理、貯蔵管理にかかるコストは、BEにとって大きな負担となっており、この点もBEの経営状態を悪化させた要因と考えられる。イギリスでは1971年に英国原子力公社(UKAEA)の生産部門が独立して国営原子力燃料会社(BNFL)が創立され、原子燃料の転換・濃縮・成型加工・再処理¹²を行っている。

BEは、ウランの転換、濃縮、成型加工及び使用済み核燃料の再処理といった一連の原子燃料サイクル業務を、主にBNFLに委託している¹³。BEは民営化される以前からBNFLとの間で使用済み核燃料の再処理契約¹⁴および核燃料サイクルで発生する様々な放射性物質の貯蔵管理に関する契約を締結していた¹⁵。BNFLとの再処理および貯蔵管理に関する契約価格は、年間約3億ポンド(再処理が約2億ポンド、貯蔵管理に約1億ポンド)ともいわれている。尚、2002年度のBEのフィナンシャル・レポートによれば、その支払額は3億3,200万ポンドであり、BEの総支出に占める割合は14%にも達している。

2001年11月、BEは使用済み核燃料の貯蔵コストは使用済み核燃料の再処理コストの6割であり、使用済み核燃料を直接貯蔵することにより、年間2億5,000万ポンドのコスト削減が可能であると指摘、政府の使用済み核燃料再処理政策に対し否定的な見解を示している。しかし、BEには使用済み核燃料の再処理を停止し、貯蔵管理に切り替える権限はなく、国営会社時代に結んだ再処理契約(2006年まで)が、卸電力価格が大きく低下する中で、原子力発電単価を引き下げられない大きな要因の1つとなったとも考えられる。

こうした状況を受け、BEは2002年8月、BNFLと再処理契約の見直しについて話し合いを行った。BEは、新たな再処理契約により年間約1億8,000万ポンドの契約価格削減を期待していた。しかしながら、同年9月にBNFLから提出された最終提案の契約価格削減は、1,000万ポンド弱であったため、BEの条件を満たすことはなく、交渉は不成功に終わった¹⁶。

¹¹ BEは、2000年8月に(有)British Energy Retail Markets及び(有)Swalec Gasを合わせた「スワレック」という小売事業者を2億1000万ポンドでScottish and Southern Energyに売却した。

¹² 再処理というのは、ウラン及びプルトニウムを核分裂生成物から分離し、原子力発電所で利用できる燃料(ウランとプルトニウムとの混合酸化物でMOX燃料と呼ぶ)に加工して再利用することである。

¹³ BNFL以外では、独シーメンスとサイズウェルBの燃料製造契約を結んでいる。

¹⁴ Nuclear Electric Ltd.は1995年に使用済み核燃料3,060トンの再処理契約を締結、またScottish Nuclear Ltd.は同1,698トンの再処理契約を締結した。

¹⁵ BEは1997年に貯蔵管理契約(高レベル:2086年まで、中レベル:2020年まで)を締結した。

¹⁶ この結果、政府と緊急の財政援助について話し合いを開始、また、金融サービス庁はBEに株売買の一時停止と、倒産の可能性を発表するように勧告を行うこととなった。

4. 税金 (Business Rates・気候変動税)

こうした経営危機に直面する中で、BEは原子力発電所が他電源に比べて高い Business Rates (事業税) を支払っていること、原子力発電はほとんど二酸化炭素を排出しないにも拘らず 1kWh 当り 0.43 ペンスの気候変動税 (Climate Change Levy) の課税対象になっていることが経営負担を増加させていると主張している。以下ではこうした税制面が BE の経営に与えた影響について整理する。

4-1. Business Rates

イギリスでは事業税として Business Rates がイギリス国内の事業者に課せられている。Business Rates は毎年イギリス政府が小売物価指数に応じて決定する Non-Domestic Rating Multiplier (NDRM) に Rateable Value (RV) を乗じることにより決定される¹⁷。

発電事業者に対する RV は発電燃料と所内用電源を除いた発電能力に応じて決められて

表4. Business Rates の概要

単位：ポンド/MW 当り

| 発電能力 発電燃料 | イギリス | | | ウェールズ | |
|--------------|----------|--------------|---------|----------|---------|
| | < 500 kW | 0.5-24.99 MW | 25 MW+ | < 500 kW | 500 kW+ |
| 石炭 | C | £9,500 | £9,500 | C | £9,500 |
| 石油 | C | £5,000 | £5,000 | C | £5,000 |
| 天然ガス(タービン有) | C | £9,500 | £9,500 | C | £9,500 |
| 天然ガス(タービン無) | C | £5,000 | £5,000 | C | £5,000 |
| 原子力(マグノックス炉) | C | £6,000 | £6,000 | C | £6,000 |
| 他原子力 | C | £14,000 | £14,000 | C | £14,000 |
| 風力 | £5,000 | £5,000 | £5,000 | £2,000 | £2,000 |
| 揚水 | £9,500 | £9,500 | £9,500 | £12,800 | £12,800 |
| 水力 | £9,500 | £9,500 | £9,500 | £9,500 | £9,500 |
| 波力 | C | £5,000 | £5,000 | £2,000 | £2,000 |

出所：Valuation Office Agency の公式ホームページ <http://www.voa.gov.uk/instructions/> の Rating Manual より

注：C については、通常のレート・システムに準じており、RV を決める時には発電能力をベースにするのではなく、年間の賃貸価格をベースに決定する。RV は Valuation Office Agency が 5 年毎に決定し、5 年間は固定となっている。

¹⁷ 2002 / 2003 年の NDRM は 0.437 となっている。

いる(表4)。これによれば、原子力発電に対する課税は他の発電電源への課税と比べると高いRVとなっているのがわかる。イギリス政府はこうした電源別の課税率の違いについて原子力発電所の資産価値が他電源発電所の資産価値と比較して高いためと説明している。しかしBEは他電源より50%も高い税金を支払っていることで年間2,000~2,500万ポンドの余計な支出を強いられており、他発電事業者との競争において不利な状況となっていると指摘している。

4-2. 気候変動税

表5. 気候変動税の概要

| 区 分 | 内 容 |
|------|--|
| 名 称 | 気候変動税 (Climate Change Levy : CCL) |
| 導入時期 | 2001年4月導入 |
| 税の種類 | エネルギー熱量単位に課税される環境エネルギー税タイプ |
| 課税対象 | 国内で消費する産業用・業務用燃料 (電力、石炭、オリマルジョン等の炭化水素派生物。ガス・LNGで商業・工業での熱・動力用として供給されるもの) |
| 税 率 | <ul style="list-style-type: none"> • 石炭 : £0.0015 / kWh • 天然ガス : £0.0015 / kWh • 電力 : £0.0043 / kWh • LPG : £0.0007 / kWh |
| 税収使途 | <ul style="list-style-type: none"> • 企業負担の労働者社会保障 (NIC's) の0.3%の切り下げ • 再生可能エネルギー導入補助の資金調達 • エネルギーの効率化計画への資金調達 (炭素基金) |
| 減税措置 | <ul style="list-style-type: none"> • CCLA¹⁸目標を達成した企業は80%の減税 • 園芸関係企業は50%減税 |
| 免税措置 | <ul style="list-style-type: none"> • 家庭用、運輸用、エネルギー転換用の燃料および電力 • 再生可能エネルギーによって発電された電力 • コ・ジェネレーション施設におけるエネルギー消費 • 原料用の燃料 • 電気分解プロセス用の電力 • 北アイランドにおける天然ガスの使用 (5年間) |

出所：各種資料からエネ研作成

¹⁸ Climate Change Levy Agreements の略。政府とCCLAを締結した事業者はCO₂の削減目標を設定し、目標を達成すれば減税措置を受けることができる。

イギリスでは京都議定書における国内の温暖化ガス排出削減目標達成のための経済的手段の1つとして、化石燃料の消費抑制を目的とする気候変動税（Climate Change Levy：CCL）が2001年4月より導入されている（表5）。

これによれば、CCLは再生可能エネルギーによって発電された電力を非課税とする一方で10MW以上の水力発電や原子力発電を課税対象とし、電力に対する税率はkWh当たり0.43ペンスとなっている。ただし、CCLの課税は電力小売段階での課税方式となっているため、電力卸売事業を中心としているBEは発電所の自家消費電力分以外は税金を支払う必要がない。

しかし、BEによれば二酸化炭素をほとんど排出しない原子力発電をCCLの課税対象にすることで、発電所の自家消費電力分について年間6,000万ポンドの税金を支払わなければならないと指摘し、原子力への課税を疑問視している¹⁹。

5. 今後の課題

このように、BEが経営危機に至った背景としては、卸売発電を事業の中心とする中でNETA導入に伴う卸電力価格の低下によって販売価格が発電コストを下回る「逆ざや」が生じたことが主な要因になったものと考えられる。また直接的な原因ではないが、BEの経営危機の付随的な要因としては、使用済み核燃料の再処理コスト、Business Rates・CCLといった納税負担が大きかったことが考えられる。さらに、2002年5月・8月に発生した技術上のトラブルによってTorness原子力発電所の2基の原子炉を計画外停止せざるを得なくなったことも経営危機に追い討ちをかけたと考えられる。

BEの再建のカギとなるのは大胆なリストラと見られているが、業績が比較的安定している米国子会社以外は売却に適切な発電所は見当たらない。また業界内で噂されている再国有化もこれまで進めてきた民営化政策に逆行するだけでなく、多額の赤字が国民負担の増加につながる恐れもあり批判が予想される。こうしたBEの経営危機はイギリスの今後のエネルギー政策の検討にも一定の影響を与える可能性もある。現在、イギリス政府は2002年末の発表に向けて新たなエネルギー政策を検討しているが、この中で以下の点が考慮されるものと思われる。

- イギリスにおいて原子力は現時点で一次エネルギー供給の約20%を占めているという事実。原子力発電の主体であるBEの破綻がエネルギー供給に不足をもたらすことがないかどうかという問題。
- 京都議定書の温室効果ガス排出削減目標は1990年比で-12.5%であるが、従来想定されていた原子力による貢献が仮に失われるような場合、目標達成が困難になるのではないかという問題。

¹⁹ 原子力発電を課税対象にするという問題に関しては、イギリス政府の科学諮問委員会（Government Scientific Advisory Board）のデービッド・キング会長も「CCLに対して原子力を別格として扱うべき」と述べているとの意見もある。

- 上記のような状況下では、天然ガス火力発電所からの発電増加が予想されるが、北海からの天然ガス生産の減少が予測される中で、天然ガスの輸入が増加し、エネルギー・セキュリティ上の問題が発生する可能性があるという問題。

BEの将来はまだ不透明であり、2002年11月末に出す予定であるリストラ案次第となろう。しかしいずれにしても、この結果は、わが国を始め原子力発電をこれまで推進し一定の発電能力を有しながら、現在電力部門における規制緩和を進めつつある国にとって大いに注目する必要があるだろう。

以上

問い合わせ：ieej-info@tky.iej.or.jp