

『証券経済学会年報』第50号別冊
第83回春季全国大会
学会報告論文

電力自由化と電力ファイナンス

—課題と今後のあり方を中心に—

電力自由化と電力ファイナンス

－課題と今後のあり方を中心に－

酒巻 雅純

東京証券取引所

はじめに

政府は1995年の電気事業改正法以降、電力自由化を段階的に進めてきた¹。大口需要家向けなど販売電力量の約6割はすでに自由化されている。しかし、その成果は十分といえず、電力需給逼迫の経験から電力市場改革が進展し、電力小売りの全面自由化が2016年4月に始まる²。電気事業は、社債市場と密接な関係性にある。電力債は電力会社にとって設備投資資金をまかなうための重要なファイナンス手段だからである。東京電力（以下「東電」という）は株主やステークホルダーの責任を問う法的整理（更正手続）をとらなかった。この結果、東電は2016年4月に分社化されるが、ここで電力債の権利保護規定がファイナンス上の1つの課題となった。

さらに、2011年の東日本大震災・東電福島第一原子力発電所の事故を受けて、原子力発電所（以下「原発」という）の停止に伴う火力発電たき増しで燃料費がかさんでいる。燃料費増は、電気料金の値上げにつながる。原発に関しては、まず原子力の平和利用、続く1970年代に石油代替エネルギー、その後地球温暖化対策として期待され、国策民営で推進されてきた³。しかし、

地震国で原発を利用するリスクが可視化し、「廃炉の時代」を迎えている。原発の廃炉には40年以上を要し、その費用も巨額なものとなる。大手電力や原発への批判が高まるなか、本論では、電力自由化と電力ファイナンスのあり方を中心に考察する。

本論の構成は、以下のとおりである。まず、第1章で本論の前提となる論点を整理し、エネルギー政策のあり方の変化を確認する。第2章では、電力会社の業績推移を分析した上で、廃炉会計について考察し、続く、第3章で原発事故というクレジットイベントの発生が及ぼす資本市場の反応等を中心に東電のケースで分析する。第4章では、発電部門と送配電部門の経営分離に伴う持株会社化を受けて電力債の債権者をどう保護するのか、東電方式について検討する。さらに、賠償や廃炉事業資金などをファイナンスする上からも負担・支援スキームの再構築の必要性を提起する。おわりに残された課題について総括する。なお、本論中の意見に係る部分は筆者の私見であることをあらかじめお断りしておく。

1. 論点の整理

本章では、先行研究に依拠しながら、(1)「総括原価方式とその評価」、(2)「発送電分離とその評価」及び(3)「エネルギー政策のあり方の変化」に焦点を当て整理しておきたい。これらの論点は、電力ファイナンスをめぐる議論に密接に結びつくからである。

お、最初原発稼働は、1966年の東海発電所（現在は廃炉）である。原発の推進は、1970年代の高度経済成長下でエネルギー消費が高い伸び率を示し、化石燃料の依存度が高いことから、将来の電気安定供給（脱石油のエネルギー政策）のため、安価とされた原発が不可欠と考えられたことにある。

¹ 電気事業は、発電、送配電、小売りの3つからなるが、本論で「電力自由化」は、発電・小売り事業の規制緩和（新規参入及び料金の自由化）と、送配電事業の規制強化（電力の安定供給及び送配電網利用の公平性・透明性の確保）の両面を指している。

² 2013年4月2日に「電力システムに関する改革方針」として閣議決定され、その目的は①安定供給の確保、②電気料金の最大限の抑制、③需要家の選択肢や事業者の事業機会の拡大、としている。

³ 原発は国策となぜリンクするのか。橘川（2012）では、原子力発電の立地確保の問題、バックエンド費用（使用済核燃料再処理等発電費、特定放射性廃棄物処分費、原子力発電施設解体費）の問題等をあげている。橘川（2012）208-209頁参照。な

表1 電力の原価構成（東京電力2008年料金改定ベース）

(単位:億円)

原価項目	人件費 (a)	修繕費(b)	減価償却費(c)	公租公課(d)	購入電力料(e)	その他経費 (f)	燃料費(g) ※2	事業報酬 (h)
金額	4,399	4,354	6,999	3,492	7,293	6,805	20,037	3,019
(比率)	(7.8)	(7.7)	(12.4)	(6.2)	(12.9)	(12.1)	(35.5)	(5.4)

・適正費用(営業費:(a)~(g))+公正報酬(事業報酬:(h))=53,379億円+3,019億円=56,398億円

・総括原価=56,398億円(営業費)-2,240億円(控除収益※1)=54,158億円

※1 控除収益とは、他社販売電力料、託送収益等電気事業を行う上で得られる収益である。

※2 燃料費は、「燃料費調整制度」により燃料単価に応じて変動する。

(出所) 資源エネルギー庁(2012)「電気料金制度・運用見直しに係る有識者会議報告書」に基づき作成

(1) 総括原価方式とその評価（電気料金はどうか設定するのか）

電気事業は、巨額の資本設備が必要な産業であり、新規参入が困難で競争も生まれにくいから自然独占

(natural monopoly) になりやすい⁴。そこで関東では東電というように地域ごとに管轄の電力会社を定める地域独占を認める代わりに、当局が料金を認可(公益事業規制)している。電気事業法(1964年法律第170号)第19条で「料金が能率的な経営の下における適切な原価(総括原価)に適正な利潤を加えたものであること」が規制部門(一般家庭の小口の電力)の認可基準として規定されている⁵。総括原価方式は、料金原価変動を需要者に転嫁できる(原価が高くなると、電気料金を値上げできる)仕組みである。この仕組みの下で電力会社は公益事業(Public Utilities)として安定的収益を保証されてきた(発電設備投資が十分で、電力不足も生じなかった)。

反面、原価の積み上げで料金が算出されることから、経営効率(コスト削減)の改善に向けたインセンティブが働きにくい(アバーチ・ジョンソン効果といわれる)デメリットがある。日本の電気料金は世界の主要国(米国やフランスなど)と比べて約2倍高いが⁶、これは始めに需要ありきで、電力ピーク時に合わせた設備を電力会社が持つことを前提としているからである。

しかし、このことは必要以上に高品質な電力を作る過剰な設備投資)となっているとも考えられる。

電気料金算定のプロセスは、まず、原価(発電所・変電所や送電線の建設費+運転費用+燃料費等)を決定する。そして、事業報酬(利益)を原価×報酬率で算出し、求めた「原価と事業報酬の合計額(総括原価)」が料金総収入に等しくなる(総括原価=料金総収入=原価+事業報酬)ように料金を決定する⁷。

これを表1に示す原価事故以前(2008年料金改定時)の東電の公表データで見ると、人件費、修繕費、燃料費等の原価項目の総合計は、5兆3,379億円(事業報酬の3,019億円も原価の内訳)である⁸。

留意すべきは原価の内訳となる事業報酬の算出方法である。規制部門では、レートベース(発電所・変電所や送電線等の電気事業資産の合計額)に経済産業省の省令「一般電気事業供給約款料金算定規則」に規定する報酬率を乗じて得られる事業報酬を確保することができる。具体的には、レートベースに対して30%を「自己資本」に、70%を「自己資本以外」に振り分けた上で、それぞれに対し報酬率(自己資本の報酬率は6.21%、自己資本以外の報酬率は1.49%と規定)を乗じて合算したものを事業報酬としている。

⁷ 算定された総括原価は、各需要種別に配分され、個別原価計算

(料金体系の選択、固定費、変動費などの原価の分解、原価の配賦)が行なわれ、契約種類別毎の料金率が設定される。なお、電気料金体系として、固定費(減価償却費、間接管理費など)を回収する基本料金と変動費(燃料費、直接人件費など)を回収する従量料金制からなる二部料金制がある。この場合、従量料金を限界費用と等しく、固定料金を損失が補填できる水準に定めれば、経済効率性が達成できる。

⁸ 資源エネルギー庁(2012)「電気料金制度・運用見直しに係る有識者会議報告書」

⁴ 巨額の資本設備が必要な電力・ガス産業は、独占(市場で、生産者が一人しかいない場合)状態になりやすい。例えば、電力市場に新規参入するには、発電所や送配電網を築くため、巨額の初期投資が必要なため、新規参入が困難であり自然独占になりやすい。植草(2000)参照。

⁵ 他に、政府が認可するものとして都市ガス料金、鉄道運賃、乗合バス運賃、高速道路料金などがある。

⁶ 経済産業省(2013)電気料金の国際比較(家庭用)参照。

図1 事業報酬の算出方法（単純化して試算）

資産合計を1兆円と仮定し、30%を自己資本、70%を自己資本以外に振り分ける
(各報酬率は1.49%と6.21%)

$$7,000\text{億円} \times 1.49\% (\text{自己資本以外報酬率}) = 104\text{億円}$$

$$3,000\text{億円} \times 6.21\% (\text{自己資本報酬率}) = 186\text{億円}$$

$$\text{・事業報酬合計} \quad 290\text{億円}$$

$$104\text{億円} + 186\text{億円} = 290\text{億円}$$

$$\therefore \text{全体平均報酬率} \quad 2.9\%$$

$$(104\text{億円} + 186\text{億円}) \div 1\text{兆円} \times 100 = 2.9\%$$

(出所) 朝日新聞経済部 (2013) 47頁の「図2-2」を参考に作成

図1は、事業報酬算出のモデルを示している。例えば、レートベースが1兆円の場合、事業報酬の合計額は約290億円となり、全体の平均報酬率は2.9%である。自己資本の報酬率(6.21%)のほうが自己資本以外の報酬率(1.49%)と比べて高いため、自己資本とみなす割合が高いほど、電力会社にとって事業報酬も高額になる。それ故、東電の2012年9月の家庭向け電気料金の値上げに際し、事業報酬の算出になぜ実際の2012年3月期の自己資本比率の「5.1%」ではなく、省令に規定する自己資本比率「30%」を使用しているのかが分かる。

このように電力会社は、総括原価方式の下で安定供給のためのあらゆるコストを、電気料金を通じて需要者に転嫁(電気料金を値上げ)することができた⁹。この構造の下で、需要者はエネルギー会社を選ぶことができなかつた。しかし、自由化後には①少しでも安いエネルギー会社を選べるようになることや②総括原価方式で緩みがちだった電力会社のガバナンス(統治)の改善等、が期待されている。一方で、今、水道料金の地域間格差が問題となっている様に受益者負担の原則から電気料金の格差拡大(電話料金のようなユニバーサルサービス料金の必要性)も現実に起こり得る。

⁹ 朝日新聞経済部 (2013) 48頁参照。

¹⁰ 電気料金には、その他に石油等の価格変化を反映する燃料調整費、原発を受け入れてもらうための自治体への交付金や補助金に充てられる源開発促進税(2015年度で1kWhあたり0.375円)、地球温暖化対策税(同0.11円)、再生エネルギー普及に充てられる固定価格買い取り制度(FIT: Feed-in Tariff)の賦課金(同1.58円)が含まれている。

(2) 発送電分離とその評価(発送電分離はなぜ必要なのか)

製造業では、生産と流通の分離が基本だが、電気事業は、発電→送配電→小売の垂直統合(vertical integration)型で私企業(株式会社)が担ってきた。戦後電力体制は、松永安左エ門等により民営、発送配電一貫経営、地域別9分割、地域独占というかたちで確立した¹¹。発送電分離(unbundling)とは、電力会社の発電事業と送電事業とを分けることである¹²。これをめぐり2001年1月に資源エネルギー庁に総合資源エネルギー調査会が設置され(根拠法令「経済産業省設置法第19条」)、ここで「発電部門は自由化、小売部門は部分自由化した上で、発電と送電を一貫体制により運営する」という報告(2003年)が出された。後述する小売分野の部分自由化、新電力の誕生は、その推移での結論であった。

しかし、原発事故以後に発送電分離論が一気に進み¹³、2020年4月には、電力会社は発電部門と送配電部門が経営分離を義務付けられる(ただし、送配電事業の地域独占は残る)¹⁴。発電所や送配電網の建設は、

¹¹ 電気事業の発展のダイナミズムについて、応用経営史の分析手法から橘川(2004)参照。

¹² 発送電分離は、構造分離(Structural Separation)の一種である。構造分離は、本来一体的に運営・管理されるべき事業構造・組織を、その所有・支配関係を分離・分割して運営・管理することであり、公営企業の構造改革の一手法である。OECD(2001)参照。

¹³ 橘川(2012)117-119頁参照。

¹⁴ 2013年11月の改正電気事業法では、電力の融通を拡大する広域的運用機関の創設等が主な内容であったが、その附則に、

環境問題にも影響する。かつ、計画・許認可・建設・運転開始に 10 年の期間がかかる。しかも巨額の投資費用の回収に少なくとも 15 年以上の期間を要する。電気事業は、国家的なインフラ事業（公益事業）であるから独占的に発電網を管理・建設することが望ましくと考えるならば、独占は問題ない。しかし、独占的な経営環境では、競争原理が働きにくく、技術革新も停滞気味となりがちとなる。そこで新規事業者にも既存の送配電網を開放し、公正な競争を促すことが求められた。異業種からの新規参入を喚起するため、送配電網という不可欠施設（essential facility）を開放、構造分離すべきという考え方が採られたのである。

2015 年 4 月に「広域系統運用の拡大」が実現し¹⁵、2016 年 4 月には「一般家庭向け小売の全面自由化」、2018～2020 年を目途に「発送電分離」が実施される。電力市場の活性化に期待される側面に、スマートグリッド（smart grid）¹⁶の促進を通じた需要者側の電力抑制や太陽光・風力発電等の再生可能エネルギーの普及がある。スマートグリッドは、2005 年の EU の「次世代電力ネットワーク構想」や 2008 年の米オバマ大統領の「グリーン・ニューディール（風力発電による電力を効率的な送電線で需要地に送電）政策」によって浸透し始め、注目を集めている。しかし、電力自由化による新規参入業者は、電力会社に託送料金を払っ

電力小売りへの参入の全面自由化（2016 年を目途に実施）の改正案を 2014 年の通常国会に提出すること、法的分離による発送電分離と小売料金の全面自由化（2018 年から 2020 年までの間を目途に実施）のための改正案を 2015 年の通常国会に提出することがプログラム規定された。さらに、2014 年 4 月に、エネルギー基本計画が閣議決定され、これを受けて、同年 6 月に成立した改正電気事業法では、①広域的運営推進機関の創設、②電力の小売りの全面自由化、③既存電力会社（親会社）から送電施設（送配電網）を別会社（子会社）として切り離すこと（送配電部門の法的分離）が決定した。

¹⁵ 2015 年 4 月 1 日に「電力広域的運営推進機関」が発足した。同機関は、電力融通の司令塔となる組織で、電気事業法に基づく認可法人である。電力会社が異なる地域間で電気を融通するのに必要な送電線網の整備を進め、全国規模で電力の自給調整機能を果たす。電力 10 社や新規参入事業者約 600 社など、すべての電力事業者に加入義務がある。

¹⁶ スマートグリッドとは、経済産業省（2010）では、「電力利用の効率化を実現するために、情報通信技術（Information and Communication Technology :ICT）を利用して効率的に需給バランスをとり、生活の快適さと電力の安定供給を実現する電力送配電網」と定義している。需要変動に対して発電を調整して同時同量運用を実現してきたが、この調整を需要側でも行なうもの（需要側にある分散電源の管理、電気機器の負荷調整、電力貯蔵装置の充放電調整）である。

て電気を買うことになる¹⁷。そのため配電事業者と新規参入事業者の連携・調整がよくないと、自由化のメリットを発揮できない。情報通信技術による効率的な調整が期待されている¹⁸。そこで次にエネルギー政策のあり方の変化について整理しておきたい。

(3) エネルギー政策のあり方の変化

2016 年 4 月に一般家庭向けの電力販売が自由化される。その対象は全国で 8,500 万件、市場規模は年約 8 兆円とされている。この巨大電力市場におけるエネルギー政策のあり方の変化、つまり集中型から分散型への転換について整理する。まず、電力自由化は、1995 年の電気事業法改正による発電部門の独立系発電業者（IPP: Independent Power Producer）の新規参入認可（IPP が発電した電気を電力会社に卸売りする）から本格的にスタートとした。その後、2000 年には小売分野で 2,000kw 以上の特別高圧需要者（大規模工場、デパート、ホテル、オフィスビル、病院、大学など）への電力供給が入札制になり、大口需要者が電力会社を選べるようになった（電力小売の部分自由化）¹⁹。さらに、特定規模電気事業者（PPS: Power Producer and Supplier、後に「新電力」と呼ばれる）が新たな電気の小売業者として誕生した。PPS は、発電設備を持つとは限らず、グリッドシステム（送配電網）を利用し、需要者へ電力供給する。製鉄・製紙メーカー、ガス、石油エネルギー企業や通信会社などが子会社の新電力を設立した²⁰。

2003 年に自由化の対象範囲は拡大し、全販売電力量の約 6 割に及んだ。しかし、実際に大手電力以外と契約する需要転換は約 4%に過ぎず、期待された価格抑制効果も十分といえない結果となった。一般家庭や小規模店舗向けの電気は全国 10 地域に分かれた 10 電力会社が独占的に供給していることには変わりなかった。長山（2012）は、日本では、地産地消・分散型供給体制への移行、再生可能エネルギーやスマートグリッド等の新エネルギー技術の導入が遅れていると、指摘している。

¹⁷ 借り手となる新規事業者は、電力販売の際に送配電網の所有者である既存電力会社に電線や電柱の維持費等で構成する「託送料金」という使用料を支払う。電気料金の 30～40%を占める託送料金が高いと、電気料金の引き下げが限定的になる。

¹⁸ 八田（2011）165 頁参照。

¹⁹ 現在、規制が緩和され、50kw 以上（高圧）の契約で可能。

²⁰ 新電力の多くは、自社で発電設備を有する自家発電の余剰電力がもともとあり、低コストで参入できた。

欧米では、1990 年代後半に電気料金の値下げを主眼とする自由化の流れが強まった²¹。米国の規制は連邦と各州とに権限が分かれる（連邦は送電線利用を含む州際電力取引、水力開発に管轄権がある。州はそれ以外に管轄権がある）が、50 州のうち 23 州で全面的・部分的な構造分離が進んでいる。例えば、北東部やテキサス州などで小売全面自由化、その他一部が部分小売自由化を行なっている。欧州連合（EU：European Union）でも、EU 電力指令（Directive 96/92/EC）に基づき電力供給は、自由化分野（発電会社、小売会社）と規制分野（送電会社、配電会社）に分離している²²。英国では、国営電力会社が 1990 年の民営化で中央電力発電局（Central Electricity Generating Board）の送電事業がナショナルグリッド（National Grid）の 1 社に分離され、発電会社もナショナルパワー（NP：National Power）、パワージェン（PG：Power Gen）及びニュークリアエレクトリック（NE：Nuclear Electric）の 3 社に分割された²³。配電・小売事業は、それまでの国有の 12 の配電局がそのまま地域分割の配電会社（Regional Electricity Company）として民営化された。ドイツでも、8 電力会社から自由化後に 4 社（E.ON、RWE、EnBW、スエーデンの Vattenfall）に集約化している。その他に独立系の発電会社や、地方にはシュタットヴェルケ（Stadwerke）すなわち地方公営事業者（地方都市公社）がある²⁴。シュタットヴェルケは、送電線を必要としない太陽光発電等の分散型電源によるオンサイト発電（電力消費地での「地産地消」）を担っている。ドイツの電力小売構造は、日本のように大手電力が高い市場シェアを占めるのとは大きく異なっている²⁵。

今後、発送電分離に伴い、電力をめぐる競争はさらに激化する。自由化で先行する欧米では、競争激化で既存大手電力会社への集約が進んだケースもでてい

る。電力会社には電力供給と自社の得意分野を産業融合（Inter-industry Convergence）させた新しいサービスが期待されている。一方で、原子力への依存低減や分散型エネルギーの活用が求められている。福島原発事故の教訓は、大規模集中型の発電所だけでは、いつ起きるとも限らない自然災害時の対応ができないことであった。シュタットヴェルケのような地域の多様性や、エネルギーのネットワーク化が実現可能なグリーン電力を中心に据えた分散型のエネルギーを整備していくことも重要な視点といえる²⁶。

2. 電気事業経営の動向

(1) 本章のねらい

電力会社の財務的特徴は、長期負債比率が高く、利払い負担も大きいことである。その財務基盤は強固ではないが、資金調達コストは低かった。それは総括原価方式が安定的収益を保証してきたからである。しかし、すべての原発が停止したことで火力発電たき増しによる燃料費がかさみ、電力会社の業績は急速に悪化し、電気料金を相次いで値上げした。そこで本章では、電力会社の業績推移を分析した上で、経済産業省が実施した廃炉をくんだ会計ルールの変更を中心に考察する。

(2) 電力会社の業績推移

東電管内で原発等の発電所が止まり、首都圏では深刻な電力供給不足に陥った。東電は、電気の使用を抑制して停電を防ぐため、地域ごとに時間を区切って電気を止める計画停電を実施した。猛暑での消費電力の急増や、災害での供給能力の急減に対し、連係線や周波数変換所の容量不足に問題があり、地域間の電力融通が困難になったからであった²⁷。電力会社は、「稼働原発ゼロ」の状態ですべての総発電量の約 9 割を火力発電で代替した。そのため、燃料となる原油・液化天然ガス（LNG：Liquefied Natural Gas）の燃料費が一気に膨らんだ。この結果、燃料費負担の増大で収支が悪化した電力 10 社のうち 7 社が基本料金を値上げた²⁸。以下では「発電設備のうち原子力が占める原

²¹ 長山（2012）54-69 頁参照。

²² 同上（2012）62 頁参照。

²³ NE は、経営が行き詰まり、フランス資本（EDF Energy）の傘下となった。PG は、ドイツ資本の電力会社（RWE Power）の傘下、NP は 3 分割され、それぞれドイツ資本（E.ON UK）スペイン資本（Scottish Power）、イギリス系の 3 社となった。その後、6 電力グループ（EDF、RWE、E.ON、Scottish Power、Centrica、SSE）に集約され、寡占体制となっている。

²⁴ シュタットヴェルケは、公的事業体として自治体が供給していたサービスを引き継ぎ、地域の電力、ガス、水道などを供給している。柴田（2014）2 頁参照。

²⁵ 柴田（2014）3 頁参照。

²⁶ グリーン電力とは、太陽光、風力、中小水力、地熱、バイオマスなど再生可能な二酸化炭素を排出しない電力をいう。

²⁷ 明治時代から東西で周波数が異なる（西日本が 60Hz、東日本が 50Hz）。

²⁸ 全国平均で家庭向けが約 20%、企業向けが約 30%上昇した。

発依存比率（2010年度）」の高い3電力会社、すなわち東電、関西電力（以下、「関電」という）、九州電力（以下、「九電」という）の震災・原発事故前後の業績推移（各期データは、各社の公表資料に基づく）を簡潔に分析したい。

まず、東電の業績を見てみよう。東電（発電設備は、LNG 火力と原子力を中心に、ピーク用として石油火力や揚水等を保有。首都圏1都7県が管内で国内総電力需要の約3分の1を供給し、顧客数は約2,000万件。震災前の原発依存比率は32%）は、2012年3月期に営業利益が初めて赤字に転落し、税引き後利益でも赤字となった。そこで銀行の融資を受けることになるが、融資は電気料金値上げの認可が条件であった。仮に、認可が遅れば資金不足に陥ってしまう。そのため2012年9月に一般家庭向けの小口電気料金の平均8.46%の値上げが認可された。しかし、2013年3月期も2期連続で税引き後利益での赤字が続いたため、2014年3月期には再値上げを行い、料金収入増と経営効率化で3年ぶりに黒字に転じることができた。ただし、予定した発電設備の維持補修を先送りして修繕費を大幅に減少するなどのコスト削減効果が大きかった。続く、2015年3月期も2期連続の黒字を確保できた。こうして東電は、電気料金の値上げやコスト削減により業績は持ち直しつつある。しかし、値上げによる需要家からの反感、原発の汚染水対策や柏崎刈羽原発（新潟県）の再稼働の行方が懸念される。

次に、関電の業績を見る。関電は、東電に次ぎ販売電力量第2位である（供給区域は三重県を除く近畿地方と福井県の一部）。2012年3月期から2015年3月期まで4年連続で税引き後の利益の赤字が続いている（2015年3月期の自己資本比率は9.4%と過去最低）。震災前の原発依存比率が51%と特に高い。原発が止まり、火力発電で年4,000億円以上の燃料費が余分にかさんだ。そのため2013年4月に産業向けを平均17.26%、5月に家庭向けを平均9.75%値上げした。また、関電の2014年12月末時点での自己資本は、1兆1,800億円であるが、そのうち約5,000億円は将来に利益が出ることを前提に税金の前払分を資産に計上する繰延税金資産であった。高浜3、4号機（福井県）と大飯3、4号機（福井県）の再稼働遅れもあり、2015年15年6～10月にかけて8.36%に再値上げした。しかし、高浜3、4号機がそれぞれ2016年1月末及び2月末に再稼働し収支が改善（押し上げ効果は約1,440億円）したため、繰延税金資産の取り崩しを回避でき

る目途が立った。そのため2016年4月に家庭向けで平均5%程度料金を震災後初めて8年ぶりに値下げすることになった。

最後に、九電の業績推移である。九電は、販売電力量第4位である。震災前の原発依存比率は46%と高い。2013年に電気料金を大幅に値上げ（家庭向けを6.23%）したが、2012年3月期から2015年3月期まで4年連続で税引き後の利益で赤字が続いている。川内1、2号機（鹿児島県）の再稼働（1号機は2015年8月、2号機が10月に再稼働）による収益改善効果は限定的とみられている（管内に離島が多く、発電コストを押し上げている）。

(3) 会計政策の実施（電気事業会計規則の変更）

電気事業会計は、電気事業法に基づき電気事業会計規則（経済産業省の省令²⁹）が適用される。つまり、財務諸表等規則において別記とされており³⁰、電気事業法第34条に基づいて制定された電気事業会計規則が適用される。

経済産業省は、会計ルール（原子力発電施設解体引当金の積立額算定式と廃炉会計）の変更を実施した。核燃料を取り出し、原子炉や周辺設備を解体する作業を廃炉という。廃炉会計については、廃炉にすると原子力発電施設の残存簿価が即時に特別損失として認識されるため、これを10年間の定額償却に変更した。この結果、10年間にわたって減価償却処理し、電気料金の原価に算入することが可能となった。以下では、こうした会計政策について考察する。

(a) 原子力発電施設解体引当金の算定式の変更

原子力発電施設原価は、いずれ将来において解体する。原子力発電施設解体引当金は、将来に支払うべき解体費のうち、当期の負担額を当期の費用に含めるとともに、将来の支払義務を電力会社の債務として計上するための負債項目である。原発のように稼働状況で利用度合いを合理的に推定できる資産は、その利用度に応じて解体引当金を計上してきた。すなわち、電力会社は、「原子力発電施設解体引当金に関する省令」で生産高比例法（積立額算定方式は、「積立（引当）額＝解体に要する総見積積額×（累積発電電力量／想定総発電電力量）－前年度までの積立残高」）による積立をし

²⁹ 1965（昭和40）年6月15日付旧通商産業省令第57号

³⁰ 財務諸表等の用語、様式及び作成方法に関する規則第2条

てきた³¹。

しかし、生産高比例法から、定額法又は定率法による算定方式に変更した。その理由は、原発の稼働停止で、その利用度に応じて引当金を計上する生産高比例法では解体引当金が計上することができず、将来に廃炉を行う場合の支出に備えることができないからであった。

(b) 廃炉会計の変更（計画外廃炉による原子力発電設備及び核燃料資産の一括償却）

廃炉費用は、従来から廃炉引当金勘定で処理され、電気料金で回収されてきた。しかし、原発事故（計画外）で原子力発電施設の残存簿価が即時に特別損失として認識されると、債務超過に陥る懸念が高まってしまふ。そのため、これを経済産業省は 10 年間の定額償却に変更した。以下では廃炉会計について考察する。

原発の解体や廃炉のコストについては資源エネルギー庁と政府の「東京電力に関する経営・財務調査委員会」の 2 つの試算がある³²。まず、前者の試算では、国内原子炉 50 基³³がすべて即時廃炉となれば、電力 9 社に日本原子力発電を加えた計 10 社に発生する廃炉費用（特別損失）を総額 4.5 兆円（1 基平均で約 900 億円）としている。50 万 kw 級の小型の原発を廃炉にするのに必要な金額は 350～500 億円、規模が大きくなれば費用はさらに膨らむ。かつ、廃炉作業完了までに 20～30 年の期間を要するとしている。次に、後者の試算（東電のケース）では³⁴、廃炉費用として、福島第 1 原発の 1～4 号機分で 1 兆 1,510 億円、1 基平均で約 2,880 億円としている。

会計理論では、購入資産は貸借対照表に計上され、毎期の損益計算書で定期的に減価償却費が計上される。資産が生産に用いられなくなれば、資産性がなくなるので、その未償却の残存簿価が一括償却される。したがって、廃炉が決まった原発設備に、このルールを当てはめると、巨額の一括償却額を計上（この除却は非経常的取引なので、一括償却による除却損は特別損失として計上）しなければならない³⁵。つまり、廃炉と

なれば、企業の実態を表すべく原発設備の残存簿価を特別損失として即時に認識（一括計上）すべきである。

しかし、前述の試算を前提に、このルールを電力会社に厳格に適用すれば、巨額の減損処理を迫られ、債務超過に陥る懸念が高まってしまふ。それ故、2013 年 10 月に次のように会計ルールを見直した。すなわち、廃止に必要な固定資産及び原子炉の運転を廃止した後も維持管理することが必要な資産（廃炉措置資産）は、一括償却を行わず、未償却残存簿価をそのまま資産計上するとともに、10 年間の定額償却を可能とした（また、特別損失ではなく営業費用として計上する）。この変更により電力会社の収支に及ぼす影響がほとんどなくなったのである³⁶。

(c) 補論

政府は、事故を教訓に原発の安全性を点検する「原子力安全・保安院」を経済産業省から独立させ、2012 年に原子力規制委員会を発足させた。そして、2012 年改正原子炉等規正法で原発の運転期間を原則 40 年とした（原子力規制委員会が認めれば最長 60 年まで運転を延ばせる特例制度を導入）。延長には定期検査より厳しい「特別点検」を行う必要がある。経済産業省は、電力会社に老朽原発の対応計画を求めたが、会計制度の見直しもあって原発 5 期の廃炉が相次いで決まった³⁷。すなわち、2015 年 3 月 17 に関西電力が美浜 1、2 号機（1 号機の出力は 34 万 kw、2 号機が 50 万 kw、福井県）、日本原子力発電が敦賀 1 号機（出力は 35 万 kw、福井県）、翌 18 日に中国電力が島根 1 号機（出力は 46 万 kw、島根県）、九州電力は玄海 1 号機（出力は 56 万 kw、佐賀県）の廃炉を決めた。いずれも運転開始から 40 年後の老朽原発であり、新しい原発に比べて 34 万 kw～56 万 kw と出力が小さく、安全対策の追加投資をして再稼働しても費用対効果を得られない（国内原子炉 50 基のうち、約 3 分の 1 が運転開始から 30 年を超える老朽原発であり、原則の 40 年の運転期間に従えば、多くの原子炉に近い将来、廃炉になる可能性がある）と判断された。

原子力規制委員会は、2013 年に原発の安全対策を強

³¹ 原子力発電解体引当金に関する省令第 3 条

³² 電気事業連合会（2014）6 頁参照。

³³ この時点で、国内に 54 基あった原発は、福島 1～4 号機について東電が 2012 年 3 月末に廃止を届けたため、50 基となった。

³⁴ 東京電力に関する経営・財務調査委員会（2011）80 頁参照。

³⁵ 実際、中部電力浜岡原発 1,2 号機、東電福島第一原発 1～4 号機については、一括償却された。

³⁶ さらに、2015 年 3 月には廃炉に伴って発生する費用について、一括費用計上するのではなく原発 1 基当たり約 210 億円を「原子力廃止関連仮勘定」として資産計上し、10 年間で分割して定額償却できるように電気事業会計規則を改定した。

³⁷ 以下の記述は、電気事業連合会の記者会見による詳細説明及び電力各社のプレスリリースに依拠する。

化した新規制基準を作って安全性の審査を始めた。これまでに16原発26基の審査申請があり、合格した九電川内原発（鹿児島県）の1号機は2015年8月、2号機が10月に再稼動した。東電も柏崎刈羽6、7号機（新潟県）の早期再稼動を目指している。今後、活断層や高経年化の問題のない原発の再稼動が進む可能性が大きいとも考えられる。

(4) 小括

電力会社の廃炉判断を後押ししたのが、経済産業省が施行した会計ルールの見直しだった。これまでの廃炉を決めた資産の残存簿価を一括で費用計上するルールから残存簿価を10年間で定額償却する様に変更した。そのため、電力会社の収支に及ぼす影響がほとんどなくなった。一方で電力会社の財務諸表には、使う当てや資産性のない原発設備（不良資産）が資産として貸借対照表に計上され、その減価償却費が営業費用として計上されている。つまり、廃炉のために公的資金は使わず、電力の原価に廃炉費用を織り込んで、電気料金で時間をかけて費用回収していく（電気料金の転嫁できる）仕組みとなっている。

3. 東京電力のケース分析

(1) 本章のねらい

2012年4月31日に東電は、原子力損害賠償支援機構（現原子力損害賠償・廃炉等支援機構。以下、「支援機構」という）を通じて優先株で1兆円の出資を受けた（政府の議決権50.11%）。では、将来的な収益見通しをたてるのが困難な状況で、社債の発行をどのように再開するのか（震災後、東電の社債発行は停止していたが、2016年度中に6年ぶりに再開する）。第1章で整理したようなエネルギー政策の変化の中で、東電は日本最大の電力会社という位置づけをどこまで維持できるのか。政府の判断も鍵となると考えられる。そこで本章では、東電についてケース分析を行なう。

(2) 震災・原発事故後の東電をめぐる動向

福島第一原発事故に伴う損害賠償は、東電が無過失・無限の責任を負う。地震による大津波は「異常に巨大な天災地変」と見なされず、1961年に制定された

原子力損害賠償法第3条の免責はなかった³⁸。東電が最終的な資金負担を負うことになったが、当時の東電の社債発行残高は、約4.5兆円（国内最大）、その償還は2012年度で約7,500億円、13年度で約5,900億円であった。加えて、廃炉費用は、福島第一原発の1～4号機分で1兆1,510億円と試算（「東京電力に関する経営・財務調査委員会」）された。このため事故後の賠償など資金流出の懸念が一段と高まり、東電の破綻（法的整理）もあり得る状況であった。法的整理案（例えば、Good CompanyとBad Companyを切り分ける手法が提唱された）は、原発事故当初からあったが、現実的でないとされた³⁹。東電は支援機構を通じて1兆円の資本注入（出資）を受けて、実質国有化された。その背景には、(a) 電力債・社債市場の安定化、(b) 損害賠償の支払い（損害賠償債権が一般担保付社債（電力債）⁴⁰や日本政策投資銀行からの借り入れ⁴¹に劣後すること）、(c) 電力の安定供給を優先すること（信用不安によって海外からの燃料調達などに支障が出るほか、首都圏で東電に代わる電力供給体制は困難とされた）があった。政府は支援機構法を策定し、2012年7月に支援機構を通じて東電にA種優先株式（株主総会での議決権のほか、B種優先株式及び普通株式を対価とする取得請求権を付与）とB種優先株式（株主総会での議決権が付与されていないが、A種優先株式及び普通株式を対価とする取得請求権を付与）で1兆円を出資した（支援原賠機構の議決権が50.11%となった）。

(3) 原発事故と電気事業

(a) 収益・財務基盤に及ぼした影響

震災前の東電の2010年3月期業績（連結）を見ると、売上高5兆162億円、純損益は1,337億円の黒字

³⁸ 原子力損害賠償法第3条では、「原子炉の運転等の際、当該原子炉の運転等により原子力損害を与えたときは、当該原子炉の運転等に係る原子力事業者がその損害を賠償する責めに任ずる。ただし、その損害が異常に巨大な天災地変又は社会的動乱によって生じたものであるときは、この限りでない」と規定されている。

³⁹ 2013年10月17日の衆院本会議の各党代表質問における安倍晋三首相答弁。

⁴⁰ 一般担保については、本論第4章参照。

⁴¹ 電気事業者の株式会社日本政策投資銀行からの借入金の担保に関する法律では、「第1条（株式会社日本政策投資銀行は、電気事業者に対する貸付金については、当該会社の財産につき他の債権者に先だてて自己の債権の弁済を受ける権利を有する。2前項の先取特権の順位は、民法の規定による一般の先取特権に次ぐものとする。」と、規定している。

表2 東京電力のB/S・自己資本比率の推移

(単位:兆円, %)

	2010年3月末 震災・原発事故前	2011年3月末 直後	2012年3月末 1年後	2013年3月末 2年(公的支援)後	2014年3月末 3年後	2015年3月末 4年後
資産(a+b)	13.2	14.8	15.5	14.9	14.8	14.2
負債(a)	10.7	13.2	14.7	13.8	13.3	12.1
純資産(b)	2.5	1.6	0.8	1.1	1.5	2.1
自己資本比率(b)/(a+b)	18.9	10.8	5.1	7.4	10.1	14.8

(出所) 東京電力有価証券報告書に基づき作成

表3 東電の損害賠償費の推移

(単位:億円)

	2012年3月期	2013年3月期	2014年3月期	合計
原子力損害賠償費	25,249	11,620	13,956	50,825
支援機構交付金	24,263	6,968	16,658	47,899

(出所) 東京電力有価証券報告書に基づき作成

で、自己資本比率は約18.9%であった。しかし、震災直後の2011年3月期では、売上高5兆3,685億円、純損益1兆2,473億円の赤字に転じ、自己資本比率は約10.8%に低下した(表2参照)。これは燃料費が、柏崎刈羽原発5号機、6号機が検査に入ったことや原油高(LNGも原油価格に連動)によって前期よりも増加したからであった。

電力会社(原子力事業を営む会社)が負担金を支払い、2011年9月に支援機構を設立した。支援機構は政府が発行した5兆円の交付国債を受け、東電に資金を交付してきた。その資金の流れは、「政府が支援機構に対して交付国債を発行する」→「東電が資金を必要とする都度に支援機構に交付国債の一部が償還される」となっている。交付国債が償還される場合、エネルギー対策特別会計の原子力損害賠償支援勘定が民間銀行からの借り入れや国庫短期証券(Treasury Discount Bills)の発行によって資金調達をしておく。そして、支援機構が東電に損害賠償を支払う場合、原子力損害賠償支援勘定が国債整理基金特別会計へ資金を繰り入れ、その資金で交付国債を償還する⁴²。

東電の存続は、未償却残高が約13兆円、国内公募社債残高約61兆円の22%を占める電力債と多数の株主を抱える東電が破綻した場合の損害賠償費用負担やシステミック・リスクを考慮するものであり、結局、株主や金融機関に正当な負担を強いるものではなかった。2012年3月末に自己資本比率は約5.1%まで低下していたが、資本注入を受けて2013年3月末には7.4%まで回復した(表2参照)。

次に表3は、東電が支払った原発事故に関する損害賠償費の推移を示している。東電は約5兆円の損害賠償費を支払っている。事故以前(2010年3月期)に東電の純資産は約2.5兆円であるから、その2倍の損害賠償費となる。この支払金額は、「原子力損害賠償費」として、損益計算書の特別損失に計上されている。ここで東電が債務超過に陥っていない理由は、「原子力損害賠償支援機構交付金」が支援機構を経由して交付されているからである。つまり、「原子力損害賠償支援機構交付金」約4.8兆円を特別利益として計上し、損害賠償費と相殺している⁴³。

今でも、東電の原発再稼働は難しいが、石炭火力や

⁴² 複雑で分かりにくいのが、結局、資金を調達しているのは、エネルギー対策特別会計の原子力損害賠償支援勘定つまり政府である。

⁴³ このように賠償が巨額になり、自己資金でまかなえず、東電の事業運営を圧迫している。そして、交付金を特別利益に計上しているが、この交付資金の返済をしなければならない。このように賠償が巨額になり、自己資金でまかなえず、東電の事業運営を圧迫している。

LNG 火力の整備を進めており、電力需給が逼迫する状況に陥っていない。2014年3月期の業績は、2011年3月期に連結純損益が赤字に転落して以降、3年ぶりに営業利益が黒字となった。これは原発停止分の発電を火力発電で補うため燃料費が震災前の1兆4,821億円(2011年3月期)から2兆9,152億円(2014年3月期)と、約2倍に急増したが、2012年9月に家庭向けの電気料金の引き上げ(平均8.46%)と、LNGなどの燃料費の変動を料金に反映する燃料費調整制度による増収によるものである。つまり、電気料金は、大口向けを2012年4月に平均14.90%、小口向けも同9月に8.46%、それぞれ大幅に引き上げた。これに燃料費調整制度による単価上昇もあって、2014年3月期に黒字に転じることができた。しかし、原発1基が1年間ストップすれば、代替火力の燃料調達コストの増加などで約1,000億円の減益要因とされている。しかも公的管理下で、利益の大半を支援機構へ返済している。

(b) クレジットイベントに対する資本市場の反応

東電福島第一原発において原子炉の運転を停止することはできたが、停電のときに使う非常用発電機が津波の海水に浸かり原子炉を冷やせなくなった。このため6基(1~6号)の原子炉のうち、1~3号機が、メルtdown(炉心溶融)を起こした(この結果、1~6号機の廃炉が決まった)。放射性物質が福島県の浜通り地方をはじめ、東北地方、関東地方に拡散した。これを受けて、資本市場ではリスク回避姿勢が強まった。事故前日の2011年3月10日の株価終値は2,153円だが、週明けの14日以降にその影響が現れた(地震発生が11日金曜日の14時36分だったため)。1号機(12日)、2号機(14日)、3号機(15日)と次々に爆発し、株価は16日に1,000円を割り、30日に500円割れ、4月7日の終値は340円となった。2012年7月18日の120円までさらなる株価急落となった(史上最高値比で下落率98.7%に達した)。

株価下落は、原発事故のエスカレートとともに事故処理や損害賠償の浮上があり、そこに電力債に対する格付けアクションも関係している。原発事故は、クレジットイベント(credit event)として経験のないものとなり、将来的な収益への懸念を織り込む動きが鮮明に現れた。東電債は、国内最高の社債発行算残高と高い信用力(内外の主要格付機関から長期債にAA格の高い評価を得ていた)により、国債に次ぐ流動性、安

定した信用スプレッドを誇り、民間クレジットの指標(ベンチマーク債)としての役割を果たしてきた。震災前の東電の有利子負債は7兆6,000億円であり、このうち社債の発行残高が約5兆円を占めていた(2010年9月末)。しかし、セカンダリ(流通)市場では、東電債の債務不履行(default)の観測が広がり、投資家の安全志向が高まりキャッシュ化を急ぐ売りから大きく価格を下げた。

次に、東電債に対する格付けアクションを長期個別債務(長期発行体)格付けの動きで見る。まず、米系格付機関のムーディーズ(Moody's)は2011年3月18日、その格付けを「Aa2」から「A1」へ引き下げた。続く3月31日に「Baa1」へと投資適格の最低限度水準まで3ノッチ⁴⁴引き下げた。同じく、スタンダード・アンド・プアーズ(S&P)も3月18日、その格付けを「AA-」から「A+」へ1ノッチ引き下げた。4月1日に、「BBB+」まで3ノッチ引き下げた。このように米系格付機関2社は、東電に対して投機的等級の評価(政府支援の可能性の低下)を与えた。ただし、格付機関は独自の判断で信用力を判断しているため、日系格付機関2社の格付けは、投資適格の水準を維持(事業の継続性を前提に支援スキームを評価)していた。

信用リスクの高まりから、東電債の国債に対するスプレッド(ベンチマークに対する上乗せ⁴⁵。つまり、安全な利子の部分に加えて、倒産の可能性から利子上乗せ部分)のワイドニング(拡大)の動きは拡大し、社債価格は一段安(利回りは上昇)となり、信用リスクの目安になるクレジット・デフォルト・スワップ(Credit Default Swap : CDS)⁴⁶のプレミアム(保証料率)は跳ね上がり、震災前には0.1%前後で推移していたが、震災後の4月初めには4%、6月上旬には

⁴⁴ ノッチとは、複数の信用格付けについて、相対的な位置づけを示す最小単位である。格付記号のみによって又は格付記号の右に数字若しくは記号を付すことによって表示する。

⁴⁵ 日本の社債流通市場は、流通量が少なく、社債の約定価格も公表されていない(ただし、売買参考値は、日本証券業協会によって公表されている)ため、社債の利率は、ベンチマークに対するスプレッドを上乗せする方法等(他に、スワップレートや国債の利率)により求められている。なお、ベンチマーク+xbpsという形で提示される。

⁴⁶ CDSは、社債や国債、融資などの債権を保有する投資家が、第三者である投資家に保証料を支払いデフォルトが発生したときのリスクを移転するデリバティブ取引である。CDSには、信用リスクに対する市場参加者の評価を集約して数値化する機能(価格発見機能)がある。

10%を超え、その後も9%から10%と急上昇した。CDSの反応は大きく、急激なスプレッドのワイドニングとなった。

こうしたことから、社債やCP（コマーシャルペーパー）⁴⁷といった資本市場での資金調達が難しくなり、東電の銀行借入れに対する依存度（レバレッジ・レシオ）は上昇した。資金調達の状況を見ると、大手銀行に対する1兆9,000億円の金融支援要請（無担保）やDBJによる危機対応融資によって銀行借入れにシフトしている。実際に、メインバンクの三井住友銀行（6,000億円）、みずほ銀行（5,000億円）、三菱東京UFJ銀行（3,000億円）等からの長期借入金の増加があった。

最後に、クレジットイベントが及ぼす影響の視点から電力10社合計の起債実績を見ると、事故前の2008年度は1兆8,000億円（年間発行予定額2兆70億円）、2009年度が8,800億円（同1兆2,600億円）、10年度が1兆50億円（同1兆4,800億円）となっていた。1回あたりの起債規模は200～300億円で、発行頻度は四半期に1回かほぼ毎月発行していた（金利が低下したタイミングで起債する）。原発事故以後の電力債の起債例は、2011年6月の沖縄電力債約100億円を除き約1年間なかった（沖縄電力は原発を保有しておらず、ディールサイズも小額であった）。その後、2012年3月に東北電力が600億円（2銘柄）の発行を再開したのに続き、2013年3月期に7,100億円、2014年3月期に7,050億円が起債された。このように東電以外の電力会社は、起債を継続しており、原発リスクが起債の障害にはならなかった。東電については、公募に至らず私募債スキーム（一般担保付、適格投資家限定）で6,000億円が起債されている。しかし、銀行借入れだけで資金繰りを安定させることは難しいため、2016年度中に6年ぶりに公募起債を再開する予定である。

(4)小括

本章では、東電についてケース分析を行なった。震災・原発事故を受けた収益力の低下と財務基盤の悪化懸念から、株価は下落、クレジットはワイドニングの

推移をたどった。東電の業績は、電気料金の値上げやコスト削減により持ち直しつつある。しかし、その経営再建は難航している。その本質的な要因は、原発事故の処理費、つまり①被害者への損害賠償費、②放射性物質を取り除く除染費、③事故を起こした原子炉を解体する廃炉費、にある。このうち、①は、支援機構から5兆円を上限に資金支援を受け、将来の利益から返済する計画である⁴⁸。②は、約2.5兆円と試算され、これに支援機構が保有する全ての東電株式の売却益をあてる計画である⁴⁹。東電の株価は600円（2016年1月末）だが、これが約1,050円になると政府が除染費用をまかなえる計算となる⁵⁰。③は、廃炉費用とし約1兆円を引当金として積み立てている。しかし、①～③の費用負担をファイナンスしていく仕組みとして支援機構が設立された（納税者に負担を強いるものとなっている）ことに留意すべきではないか。

4.電力ファイナンスのあり方

(1)本章のねらい

電力会社が発行する社債（以下「電力債」という）は、発行額・頻度の高さ、信用力の同一性（各電力会社ごとの格付にほとんど差がない）、一般担保付という特徴を有している。高度経済成長期には、電力の需要増加が著しく、発電所建設向けの資金需要が旺盛であった。電力債への一般担保の付与は、電力会社にとって低利・長期の社債発行を可能とするメリットがあった。

発送電分離をめぐり一般担保の取り扱いが課題となる。すなわち、電力債は、電力会社の総資産を担保としているため、発行会社が分社化されると、その傘下の子会社に資産が移転（分割）され、一般担保が空洞化してしまう。そこで本章では、今後の電力ファイナンスのあり方を中心に検討し、賠償や廃炉事業資金などを確保する上からも負担・支援スキームの再構築の必要性を提起する。

⁴⁷ CPは、信用力のある優良企業が短期資金を調達するために機関投資家等から短期資金を調達するために国内で発行する無担保の証券である。発行する際には格付けの取得が必要である。電力会社では高い信用力があるため、CPによる資金調達も多く行なわれている。

⁴⁸ 2012年5月認定 東電「総合特別事業計画」

⁴⁹ 2014年1月認定 東電「新・総合特別事業計画」

⁵⁰ 除染費用＝(時価－支援機構の1株当たり取得価格)×支援機構の取得株数にあてはめると、2.5兆円＝(1,050円－300円)×33.3億株となる。したがって、東電株が大幅に値上がりする見込みを前提として試算されている。

(2) 一般担保付社債と損害賠償債権の関係

電力債は、発電所等の資産全体を担保とする一般担保が付され（電気事業法第 37 条）⁵¹、一般の社債とは区別して取り扱われ安全性、確実性がきわめて高い。電力債の発行は、1964 年施行の電気事業法で制度化された⁵²。ここで一般担保付社債と損害賠償債権の関連性が論点となる。まず、社債とは、会社法の規定に基づく「会社が行なう割当てにより発生する当該会社を債務者とする金銭債権であって、676 条各号に掲げる事項についての定めに従い償還されるもの」である⁵³。そして、一般担保とは、民法の規定に基づく一般先取特権（法律に定められた一定の債権を有するものが債務者の総財産につき他の債権者に優先して弁済を受けることができる担保物権⁵⁴）に次いで、会社の財産について他の債権者に先立って自己の債権の弁済を受ける権利である⁵⁵。一般担保の性質は、一般先取特権の一類型と解されている⁵⁶（他の一般先取特権との優先関係は、第 1 順位公共団体の徴収金等に係るもの（租税債権）、第 2 順位各種社会保険料、第 3 順位民法上の一般先取特権、第 4 順位一般担保付社債、である）。

原発事故を受け、東電が法的整理（更正手続き）となれば、社債権者等の一般担保（約 5 兆円）に賠償金等の損害賠償債権が劣後することが問題となった。つまり、電力債の資金回収が優先されるため、被害者の損害賠償請求権は無担保債権である更正債権として扱われ、更生計画で大幅なカットが求められてしまう。

⁵¹ 電気事業法第 37 条は、「一般電気事業者たる会社の債権者はその会社の財産について他の債権者に先立って自己の債権の弁済を受ける権利を有する。2 前項の先取特権の順位は、民法の規定による一般の先取特権に次ぐものとする」と、規定している。

⁵² 1976 年に発行限度に係る特例法が制定され、商法の社債発行限度である自己資本（資本および準備金の総額または純資産のいずれか少ないほう）の 2 倍までの社債発行が認められた。続く、1977 年には社債発行暫定措置法で担保付社債、転換社債、海外募集社債について商法限度の 2 倍までの社債発行が認められ、電気事業会社は一般事業会社の 4 倍まで社債を発行できるようになった。さらに 1985 年には 76 年特例法の改正で社債発行額が自己資本の 6 倍までに引き上げられた。

⁵³ 会社法第 2 条 23 項。

⁵⁴ 民法第 311 条。

⁵⁵ 一般担保付社債の例として、電力債の他に、特定目的会社が発行する特定社債、NTT 債、JT 債、東京メトロ債等がある。会社の総財産を一体として社債の担保とする制度として企業担保法に基づく企業担保権（制度）があるが、その担保設定のためには公正証書を必要とし（企業担保法第 3 条）、登記をすることが要件とされるが、電気事業法の一般担保制度では、こうした手続きは要件とされていない利点がある。

⁵⁶ 我妻・有泉ほか（2013）515 頁。

それ故、十分な賠償資金が捻出できないこともあって東電の再建策では法的整理の選択肢が回避され、一般担保は維持されたのである⁵⁷。しかし、このことは株主、金融機関に費用を正当に負担させるスキームではないことに留意すべきである。

(3) 分社化と社債権者の権利保護

東電は、2016 年 4 月の電力小売りの全面自由化に対応して、組織形態を変える。つまり社内カンパニー体制から「燃料・火力発電」、「送配電」、「小売り」の 3 事業を別会社化する持株会社体制へ移行する。以下では分社化に伴う社債権者の権利保護を考察する。

2020 年に発送電分離が実施されるが、その方式には、会計分離（accounting unbundling）、法的分離（legal unbundling）、機能分離（functional unbundling）、所有権分離（ownership separation）の 4 つがある。日本で最初に採られたのが会計分離で、同一の企業内で送配電事業部門とその他の部門の会計を独立させ（各事業にかかった費用を把握する）、その費用から託送料金（送電線の利用料）を決める方式である。その狙いは、新規参入企業にも公平に送電線を利用してもらう（その他の部門の赤字を送配電事業部門の黒字で補うことを禁止する）ことにある。しかし、これは会計処理を別にして託送料金を明らかにするに過ぎない。

そこで次の段階が、送電線を公共財とする法的分離である。法的分離は、例えば、持株会社を作り、その傘下に発電会社や送電会社を子会社として分離する方式である。法人として、別会社となるので、会計分離に比べ決算や契約、情報公開等の独立性・透明性が高まるメリットがある。前例として、NTT が持株会社となり、その傘下に NTT 東西や NTT ドコモを置く方式がある。2020 年には法的分離方式による発送電分離が予定されている。そして、機能分離は、送配電網の所有権を電力会社に残しながら、その運用を独立した別組織が行なう方式である。米国の一部の州では機能分離による発送電分離が行なわれている。最後の所有権分離は、電力会社が送電網を売却し、送電会社の

⁵⁷ 電力債全体の未償却残高は約 13 兆円で、公募社債残高約 61 兆円の約 22% を占めていた。電力債及び日本政策投資銀行からの借り入れには電気事業法に基づき一般担保権が付されているので、法的整理を選択した場合、一般担保債権が「優先権付一般更正債権」か「更正担保権」として処遇され、損害賠償債権、商事債権等は電力債や日本政策投資銀行借り入れに劣後することになる。

資本を発電・小売会社から完全に切り離す方式である。欧州の多くの国では、所有権分離を選択している。

図2 東電のHD化(概要)

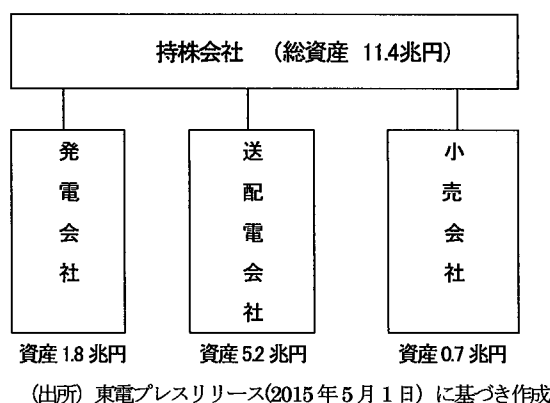


図3 東電のICBの発行スキーム(概要)



東電は、組織形態として、2015年に社内カンパニー制（本社の各事業部門をカンパニーと呼び、そのトップをプレジデントと呼ぶもので、ソニーが最初に採用した制度）を導入した⁵⁸。福島第一原発の廃炉事業や原子力事業は、社内カンパニーの一つという位置づけである。これは電力自由化に対応する形で持株会社（以下「HD」という）への移行を意識したものである。すなわち、東電は4つのカンパニーを設置し、このうち、フエール&パワー・カンパニーが発電会社に、パワーグリッド・カンパニーが送電会社に、カスタマーサービス・カンパニーが小売会社に移行する⁵⁹。その概要は、図2のように、今の東電がグループ中核のHDとなり、前述の3つのカンパニーを、HDが100%

⁵⁸ 東電プレスリリース「ホールディングカンパニー制移行に向けた社内カンパニーの設置について」2015年3月1日。

⁵⁹ 東電プレスリリース「会社分割によるホールディングカンパニー制移行及び商号変更に関するお知らせ」2015年5月1日。2015年5月25日の株主総会で、3部門を2016年4月に分社化し持株会社に移行する議案が提案され、可決された。

出資する事業子会社に承継させる吸収分割を行うものである。原発事故の賠償や除染、廃炉を含む原子力事業、水力発電事業、及び新エネルギー発電事業はHDに残され、グループ全体の経営管理を担う（HDは、収入の見込めない原子力事業を抱えることになる）。

HD移行に伴い、“発行済み”の電力債の権利保護が論争点になる。この点で、1997年の改正NTT法において、既発債に係る債務について関係会社が連帯して追うことにした立法例（子会社による連帯債務方式）がある。しかし、これを東電に当てはめても、子会社が自己の資産を超えた親会社の債務を連帯して負うため、アライアンス（戦略的業務提携）による事業展開等を制約してしまう。

そこで東電は、図3に示すように子会社（送配電会社1社）の総財産を担保とする子会社の社債（Inter Company Bond；以下「ICB」という）を持株会社に対して発行する仕組みを作った。債権者は、親会社が保有する子会社社債を通じて、子会社の総財産を担保とした優先弁済権を得ることができる。しかし、東電のICB方式をもって他の電力会社に当てはめられないであろう。電力各社の事業規模に大きな違いがあるからである。“発行済み”の電力債の権利保護の今後を見る場合には、ICB方式だけではなく、電力各社毎の仕組みにも目を配る必要がある。

(4)負担・支援スキームの検討

電力自由化をめぐる電力債について、①「新発債（新たに発行する社債）、既発債（既に発行されている＝セカンダリ市場にある社債）の区別なく、一般担保が付される」のか、②「既発債だけに一般担保が付される」のか、③「一般担保を撤廃する」のか、という未解決の課題があった。これについては、2015年6月17日に電気事業法等の一部を改正する法律が成立し、一般担保付社債の規定が削除された。つまり、③の考え方がとられ、一般担保を撤廃することになった。これは自由化との整合性に留意して、新電力（特定規模電気事業者）と電力会社の競争条件の公正性確保を考慮したためである（ただし、附則を改正し、2020年4月から5年間は、一般担保付電力債を発行することができる）。

さて、残された課題は、電力自由化後の一般担保の撤廃に併せて、賠償や廃炉事業資金などをファイナンスする上からも負担・支援スキームの再構築である。原発事故の予見可能性、結果回避可能性を考慮するな

らば、需要者や納税者に負担を強いることのないスキームを検討すべきである。

そこで現行の損害賠償制度における発災事業者に無限責任を負わせる考え方を前提として、今後急がれる制度について若干の検討を行う。この検討においては、①現行の支援機構法の下で原子力事業者の責任限度額の設定（有限責任化）をすべきとする考え方、②原発事業は国策として推進してきたのだから国に損害を負担させるべきとする考え方、③法的分離の際に原発事業を切り離して、原子力専業会社として2～3社に集約すべきとする考え方等があるだろう。以下では、企業（その株主・債権者）に責任を課することによりそのインセンティブに働きかける観点から発災事業者に無限責任を負わせる考え方を前提に検討する。表4は、事業規模の水準に応じた制度の要点を示している。まず、電力各社の事業規模に大きな違いがあることに着目している。例えば、全国契約数8500万件のシェアを算出すると、東京電力35%、関西電力16%、中部電力13%、東北電力9%、中国電力6%、九州電力10%、北海道電力4%、四国電力3%、北陸電力2%と大きな違いがある。次に、これらの事業規模の水準によりⅠ大規模、Ⅱ中規模、Ⅲその他の電力会社の3つのタイプに区分する。これらを現状の電力会社に当てはめてみると、例えば、Ⅰには東京電力、関西電力、中部電力、Ⅱには東北電力、中国電力、九州電力、Ⅲにはその他が該当することになるであろう。

Ⅰ、Ⅱのタイプについては、当面は、現行の支援機構の枠組みを基礎としながら、原子力事業者相互の保険制度の創設が必要と考える。保険制度の例として、米国の責任保険制度（ただし、原子力事業者は有限責任しか負わない）や日本の預金保険（預金保険機構には公的資金を供給する勘定が存在するが、その仕組みは預金保険料で賄われ、銀行の負担の限界を超える部分を政府が補助する仕組みになっている）がある。

Ⅲのタイプについては、1民間企業として苛酷事故を想定した損害賠償の負担が困難であろうし、企業としての事業継続を断念せざるを得ないことから負担・支援スキームの再構築に加えて、法的整理を視野に入れた会社更生手続きにおける共益債権化⁶⁰（原発事故損害賠償請求権について更生手続き外で随時弁済され、更生債権等に先立って弁済される請求権とすること）の

導入（法令上規定）の必要があると考える。

表4 負担・支援スキームの例

タイプ区分	支援の枠組み
Ⅰ大規模電力会社	機構法のスキーム+保険制度の創設
Ⅱ中規模電力会社	機構法のスキーム+保険制度の創設
Ⅲ上記のⅠ、Ⅱ以外の電力会社	支援スキームの再構築 更正手続きにおける共益債権化の導入

（出所）筆者作成

おわりに

電気事業の安定的収益を保証してきた地域独占、総括原価方式が解体され、電力会社間の本格競争に入る。さらに公正な条件のもとで競争し、消費者が選ぶエネルギー社会に変わることが求められている。これまでの電力会社の制度的な保証が失われ、高い信用格付を失えば、資金調達コストは上昇する。

こうした厳しい事業環境のなか、東電は廃炉事業や損害賠償の支払い義務がある。このため政府の支援や銀行による融資によって経営危機を乗り切ってきた。2020年4月には競争の透明性を高めるため、大手電力会社に発電部門と送電部門を別会社にすることが義務づけられる。これに先立ち東電は2016年4月の電力小売りの全面自由化に合わせて持株会社化する。そして、東電では、問題とされた電力債の債権者保護のため、資産規模が最も大きく収益が安定的な送配電会社が、持株会社に対して社債を発行（子会社である送配電会社が実質保証）することになった。

今後急がれる課題は、電力自由化後の一般担保の撤廃と併せて、賠償や廃炉事業資金などをファイナンスする上からも負担・支援スキームの検討である。原発事故の予見可能性、結果回避可能性を考慮するならば、需要者や納税者に負担を強いることのないスキームを考えるべきである。電力自由化の今後を見る場合には、必要な制度や政策の再構築という点にも目を配る必要があると考える。

⁶⁰ 会社更生手続きでは、すべての権利者は、手続き外での権利の実行が禁じられている。伊藤（2014）参照。

＜参考文献＞

- 朝日新聞経済部 (2013)『電気料金はなぜ上がるのか』岩波書店。
 石川博康(2011)「原子力事業者の損害賠償責任をめぐる諸問題」。
 経済セミナー増刊 復興と希望の経済学 152-157 頁。
 伊藤 眞 (2014)「法的整理における損害賠償債権の地位」
 金融財政事情 第 65 巻第 8 号 13 頁。
 植草 益 (2000)『公的規制の経済学』NTT 出版。
 橘川武郎 (2004)『日本電力業発展のダイナミズム』名古屋大学
 出版会。
 橘川武郎 (2009)『資源小国のエネルギー産業』芙蓉書房出版。
 橘川武郎 (2012)『電力改革 エネルギー政策の歴史的転換』
 講談社
 柴田潤子 (2014)「ドイツにおける電力改革と競争」公営企業
 第 46 巻第 8 号 2-12 頁。
 田中亘 (2011)「東電処理に関する一考察」。
 経済セミナー増刊 復興と希望の経済学 158-163 頁。
 長山浩章 (2012)『発送電分離の政治経済学』東洋経済新報社
 八田達夫 (2011)「発送電の物理的分離と機能的分離」。
 経済セミナー増刊 復興と希望の経済学 164-171 頁。
 三浦后美 (2013)「東京電力(株)における信用力低下とその構
 造的危機」証券経済研究 第 81 号 69-85 頁。
 三浦后美 (2015)「電力自由化と電力会社経営の構造的転換—そ
 の歴史的経緯と今後の展望—」証券経済研究 第 89 号 105-
 119 頁
 我妻栄・有泉亨・清水誠・田山輝明 (2013)『我妻・有泉コンメ
 ンタール民法—総則・物権・債権 (第 3 版)』日本評論社
 OECD(2001)*Restructuring Public Utilities for Competition*
 — *Competition and Regulatory Reform* — , OECD
 Publications,2001,Paris.(OECD 編・山本哲三訳 (2002)『構造
 分離—公益事業の制度改革—』日本経済評論社)。

＜参考資料＞

- 会計検査院 (2015)「東京電力株式会社に係る原子力損害の賠償
 に関する国の支援等の実施状況に関する会計検査の結果につい
 て」。
 経済産業省編 (2010)「平成 21 年度 エネルギーに関する年次
 報告 (エネルギー白書)」。
 経済産業省編 (2013)「平成 24 年度エネルギーに関する年次報
 告 (エネルギー白書)」。
 原子力発電所事故経済被害対応チーム 関係閣僚会合決定
 (2011)「東京電力福島原子力発電所事故に係る原子力損害の賠
 償に関する政府の支援の枠組について」。
 資源エネルギー庁 (2012)「電気料金制度・運用見直しに係る有
 識者会議報告書」

- 電気事業連合会 (2014)「依存度低減に向けた課題について」(総
 合資源エネルギー調査会 原子力小委員会第 3 回会合資料四)。
 東京電力に関する経営・財務調査委員会 (2011)「委員会報告」。
 東京電力福島原子力発電所調査委員会 (国会事故調) (2012)「国
 会事故調査報告書」。
 東京電力福島原子力発電所における事故調査・検証委員会 (政
 府事故調) (2011)「中間報告」。
 東京電力福島原子力発電所における事故調査・検証委員会 (政
 府事故調) (2012)「最終報告」。