

平成 28 年度 博士課程

韓国の電力産業について

— 電力自由化を巡る諸問題と料金体系を中心として —

創価大学大学院

経済学研究科 経済学専攻

徐 明玉

目次

図表リスト	v
序	1
第1章 韓国の電力産業の歴史	4
第1節 1880年代から1930年まで	4
第2節 1930年から1945年まで	10
2.1 「朝鮮電気事業調査会」	11
2.2 水力発電所の建設	13
2.3 電力統制政策	16
2.3.1 発電部門	17
2.3.2 送電部門	19
2.3.3 配電部門	20
2.3.4 電力料金	21
2.4 おわりに	23
第3節 1945年から1990年まで	24
3.1 解放後の電力事情	24
3.2 民営電力会社の設立	29
3.2.1 民営電力会社の建設の背景	29
3.2.2 民間の電力会社の許可による問題点	30
3.3 おわりに	31
第4節 1990年から現在まで	32

第2章 電力自由化	37
第1節 電力自由化	37
1.1 電力自由化の目的と類型	37
1.2 電力自由化の事例—イギリスとアメリカ	44
1.2.1 イギリス	44
1.2.2 アメリカ	45
第2節 公正報酬率規制とコンテストابل・マーケット	48
2.1 公正報酬率規制	48
2.2 コンテストابل・マーケット (Contestable Market)	49
2.3 おわりに	55
第3章 韓国のエネルギー事情	56
第1節 エネルギー現状	56
第2節 韓国の電力需給の現状	61
2.1 世界および韓国の電力需給の現状	61
2.2 原子力発電所の現状	63
第3節 シェールガスのアジア進出と韓国電力産業の対応	66
3.1 はじめに	66
3.2 世界の天然ガス市場	68
3.3 アジアの LNG 市場	71
3.4 北米シェールガス増産の影響	72
3.5 東アジアの LNG 市場の構造変化	74
3.5.1 東アジアへの今後の LNG 供給予測	74
3.5.2 東アジアにおける LNG 価格の予測	76

3.6	韓国電力産業の対応.....	76
3.6.1	韓国の LNG 輸入および契約状況.....	76
3.6.2	韓国電力産業の対応	79
3.6.2.1	韓国電力の状況	79
3.6.2.2	シナリオおよび分析.....	83
3.7	おわりに	88
第 4 章	韓国の電力産業について	89
第 1 節	韓国の電力産業の構造改編	89
1.1	韓国の電力産業の特徴	89
1.2	韓国の発送電分離	90
1.2.1	韓国の発送電分離の構造.....	90
第 2 節	韓国電力産業の諸問題	96
2.1	電力市場の運営の問題	96
2.2	卸売電力価格の決定過程の問題.....	97
2.3	発電設備不足（不安定な電力供給問題）	102
2.4	安すぎる電力料金	110
第 5 章	韓国の電力料金体系.....	113
第 1 節	現行の電力料金	113
第 2 節	電力需要の価格弾力性に関する先行研究.....	117
第 3 節	電力需要モデル（家庭部門）	122
3.1	モデルおよびデータ	122
3.2	分析結果.....	123

第4節 電力料金政策.....	126
4.1 韓国の家庭部門の電力料金制度.....	126
4.2 料金引き上げ.....	127
4.3 韓国の産業部門の電力料金制度.....	132
第5節 おわりに	139
結び	140
参考文献.....	150

図表リスト

第 1 章

表 1-1 第 2 次の水力調査の地点表

表 1-2 長津江水電（朝鮮水力）の供給電力量

表 1-3 南北韓の発電所別の発電量実績（1944 年 4 月～1945 年 3 月 31 日）

表 1-4 業種別電力需要量

表 1-5 電力料金の韓日間の比較（1942 年末基準）

表 1-6 5・14 断電直後のソウル特別市内の工場操業実態

表 1-7 電力需給基本計画別の需要予測の誤差率

第 2 章

表 2-1 主要国の電力産業の構造改編の共通点と相違点（2008 年基準）

図 2-1 規模の経済

図 2-2 コンテストابل・マーケット

第 3 章

図 3-1 2014 年の韓国のエネルギー輸入と国内供給の現状

表 3-1 用途別の電力消費量の推移

表 3-2 人口一人当たりの電力消費量

表 3-3 エネルギー輸入依存度

表 3-4 韓国のエネルギー関連の主要指標（1990 年～2011 年）

表 3-5 2011 年度世界の主要国の電力の現状

表 3-6 停電時間の推移

図 3-2 2035 年までの発電設備容量対比原子力発電の比重の推移

表 3-7 2014 年度原子力発電所の現状

表 3-8 世界の非在来型天然ガスの推定量

図 3-3 天然ガス（パイプライン）および LNG の国・地域別輸入割合

- 図 3-4 東アジアの LNG 輸入量
- 図 3-5 2015 年韓国の天然ガス輸入国・輸入量
- 表 3-9 輸入国と契約状況
- 表 3-10 第 6 次・第 7 次電力需給基本計画の比較
- 表 3-11 エネルギー源別の発電量
- 表 3-12 LNG 価格と原油価格を指数化した値
- 表 3-13 4 つのシナリオにより削減される金額と LNG 増加に必要な金額
- 表 3-14 原油価格と LNG 価格の相関関係を分析した結果
- 図 3-6 LNG 価格と原油 (t-3) 価格の連動性

第 4 章

- 図 4-1 電力供給システム
- 表 4-1 各段階別の発電所の構造改革方式
- 表 4-2 電力市場の上限価格の効果の推定結果 (2012 年)
- 表 4-3 電力取引量の推移 (2007 年～2012 年)
- 表 4-4 停電時間の推移
- 表 4-5 電源別の発電所の建設期間および投資金
- 表 4-6 年度別発電機の故障状況 (発電源別)
- 表 4-7 年度別発電機の故障要因
- 表 4-8 2013 年度の月別発電機の故障状況
- 表 4-9 KEPCO 発電子会社の人員削減と人件費の節減 (2009 年 3 月の資料)
- 表 4-10 IPP と KEPCO の 5 つの発電子会社の設備容量
- 表 4-11 KEPCO および発電子会社と IPP の営業利益率の比較 (2011～2012 年)
- 表 4-12 国家別 1 人当たりの電力消費量
- 表 4-13 国家別電力販売単価
- 表 4-14 国家別電力料金
- 表 4-15 電力料金の原価回収率の推移

第 5 章

- 表 5-1 韓国の電力料金

- 表 5-2 価格弾力性の推定結果（契約種別）
- 図 5-1 リッジトレース
- 表 5-3 分析結果
- 表 5-4 家庭部門の電力料金の累進制の変遷
- 表 5-5 家庭部門の電力料金表および累進比率（低圧電力基準）
- 表 5-6 家庭部門の累進段階別の販売状況（2012 年月平均）
- 表 5-7 電気料金のシミュレーションの結果
- 表 5-8 オフピーク時電力多使用企業による電力料金の節減額
- 表 5-9 電力使用量上位 10 企業の平均販売単価の現状
- 表 5-10 2010 年電力使用量上位 10 企業の時間帯別の電力使用状況
- 表 5-11 2012 年度の産業部門の電力使用の現状
- 表 5-12 産業部門の電力料金の一部の比較
- 表 5-13 2013 年度の電力消費量の上位大企業
- 表 5-14 2013 年度の電力料金に 100 億ウォン以上の値引きがあった大企業
- 表 5-15 自家発電所の状況

序

2011年の「9・15 停電事態」と呼ばれるブラックアウトの電力大乱が再現される可能性が高いことを憂慮し、韓国政府はそれ以降国民や企業に強く節電を呼びかけている。電力供給能力不足のために循環停電を行った韓国では、電力供給設備の増設が制限されたことによる夏と冬の電力供給の不安が続いている。韓国の電力不足は、偽造部品の使用発覚による原子力発電所の操業停止が原因の一つであるが、最も注目すべき点は電力需要予測が大きく外れた事である。2010年から予測需要よりも実際の需要が500万kW以上上回り、需給不安が始まった。2012年には最大電力需要を6,712万kWと予測したが、実際の需要は7,429万kWと、予測値より717万kW多かった。このように需要の過少予測が原因で電力不足に至ったとされている。また、電力需要の規模に比べ、電力設備の規模が追いついていないことも問題の一つといえる。

また、韓国の電力料金が安すぎることも大きな問題であると言える。韓国の主要産業は、1970年代は軽工業が中心であったが、1980年代には重化学工業へと変わり、1990年代には重化学工業の中でも特に機械、電子などの先端産業がその中心となっていく。このように韓国の経済を牽引してきた産業部門は、産業立地政策により原価より安い料金で電力が提供されており、2011年における電力料金は日本の電力料金の3分の1程度であった。そのために電力需要が増え、結果的に韓国電力産業は赤字を免れない状況が続いている。

電力供給が不安定な上に、このような安い料金が電力需要を更に増加させるという電力産業の構造的な問題は、韓国の経済成長にも大きな影響を与えていると見られる。韓国の経済成長と電力需要の因果性を分析した Oh and Lee (2004) によれば、1970年から1999年までの年次データを用いた研究は、エネルギーと経済成長の間に長期的な双方向の因果関係が存在し、エネルギーから経済成長へと向かう短期の単一方向の因果性を示している。また、白・金 (2011) の1970年から2009年の四半期ごとのデータを用いた研究は、長期的には電力消費から経済成長への一方向の因果性を表している。これらの研究結果は、韓国電力産業の行方が今後の韓国経済に大きな影響を与えうることを示唆している。

上述したように、韓国電力産業が直面している電力不足、設備不足の問題を解決するためには、電力料金の値上げが最優先であると考えられる。特に、産業部門の電力消費が総需要の57%を占めている(2014年基準)状況からすると、電力消費の増加を緩和するためには、産業部門における効果的な電力需要管理が必要であり、また、電力料金の内部補助制度(不

採算部門のコストを採算部門の価格に上乗せして賄おうとする制度)の改善をはじめとした産業部門の電力料金制度の見直しが不可欠なものであるといえる。

また、今日、温室効果ガスの排出量の削減については世界的に意識が高まってきており、様々な形でCO₂ (二酸化炭素)の排出量を削減しようとする動きがある。また、2011年3月11日に発生した東日本大震災により起きた原子力発電所の事故をきっかけに、「脱原発」への動きが国の内外で高まってきた。原発の停止に伴う電力不足の問題を解決するため、さらに、原子力発電による様々なリスクを避けるため、最も重要なのは、発電に使われるエネルギー源の適切な選択であると思われる。CO₂の排出量を削減し、原子力による様々なリスクを防ぐため、従来のエネルギー源を見直す必要があると考えられる。

近年、最も注目を集めているのが、LNG (液化天然ガス) による火力発電である。天然ガスは温室効果ガスであるCO₂の排出量が、石炭や石油に比べて少なく、硫酸分などの有害物質を除去して利用されているので、環境負荷の少ないエネルギーである。

ここ数年、非在来型天然ガスの開発が米国やカナダで急速に行なわれている。非在来型天然ガスの一つであるシェールガスの可採埋蔵量だけでも在来型天然ガスの埋蔵量に匹敵するくらい存在し、可採年数は約344年とも言われている。そのシェールガスの開発の進展は、LNG 貿易における伝統的な長期契約からスポット契約への移行をもたらすかもしれない。また、シェールガスの供給の増加は、世界的な LNG 価格の値下げの安定化に寄与するかもしれない。これらの動向から、シェールガス生産拡大が韓国電力産業に大きな影響を与えることは間違いない。特に、従来のエネルギー源の見直しにも影響力があると考えられる。

本稿ではこれらの問題点を解決するため、第1章から第5章までの構成で述べていく。まず、第1章では韓国の電力産業の歴史について述べる。韓国で電力が使われたのは1880年代であった。その時点から現在までの電力産業の歴史についてまとめる。第2章では、電力自由化について述べる。世界の潮流となった公企業の所有権および経営権の民間企業への移譲という大きな変化は、韓国にも大きな影響を与えた。公益事業改革が進められ、エネルギー部門の改革が開始された。電力産業に市場競争を導入することで独占事業が廃止され、電力会社の市場へ及ぼす影響は大きいと思われる。この章では、公正報酬率制度とコンテストابل・マーケット (Contestable Market) について述べ、電力産業との関連性を論じる。第3章では韓国のエネルギーの事情について具体的に述べる。韓国のエネルギーと電力需給の現状について、そして近年非在来ガスの開発によるガス市場の変化に注目し、特に、シェールガスのアジア進出による韓国電力産業の対応について論じていく。第4章では、

韓国の電力産業について述べ、韓国の電力産業の構造改編や諸問題について論じる。最後に第 5 章では、韓国電力産業が直面している電力不足、設備不足の問題を解決するためには、電力料金の値上げが最優先であると考え、家庭部門および産業部門における電力需要削減に限定して分析を行なう。家庭部門に関しては、電力需要モデルを通して需要の価格弾力性を計算し、節電目標を実現するためにはどの程度の電力料金引き上げを行うべきかを分析する。さらに、産業部門に関しては、価格弾力性についての最近の研究が複数存在するので、それらを利用し電力料金体系の政策について検討する。それらの分析結果に基づき、電力料金体系の政策について論じる。

第1章 韓国の電力産業の歴史

本章では、韓国の電力産業の歴史について述べる。韓国に電力が最初に導入された時期から現在までの流れについて述べながら、時代ごとの電力産業の構造を確認してみる。

第1節においては1880年代から1930年、第2節では1930年から1945年まで、第3節では1946年から1970年、第4節では1970年から1990年、第5節では1990年から現在の韓国の電力産業の歴史について述べる。

第1節 1880年代から1930年まで

朝鮮に電信線が最初に導入されたのは、1885年前後である。1876年、朝鮮と日本は江華^{カンファ}島条約（1876年）を結び、それにより朝鮮は門戸を開放するようになった。

朝鮮の高宗皇帝^{コジョン}⁽¹⁾は開国政策を行い、守旧派の反発と外勢の干渉などのあらゆる試練を経験したが、1880年代には国は急速に発展していった。その結果、1884年までに、国家機関の改編、視察団と留学生の海外派遣、近代的な産業施設の受け入れなど多大の成果を上げた。

その視察団の中の1つである紳士遊覧団は、1881年に日本に派遣された。この視察団は、12個班から構成され、各々担当の分野に分かれて、日本の新しい文明施設を視察し、朝鮮の政府に報告書を提出した。李^イ（2013）⁽²⁾によると、彼らの公式報告書として『視察記類』、『聞見事件類』があり、個人の日記として『東京日記』、『日東録』がある。その中で注目されたのは『日東録』である。これは、姜晋聲^{カンジンソン}の日記であり、日本に滞在中、工学校、製紙所、中央電信局、博物館、刑務所、陸軍教場などを視察した内容が記録されており、特に、電気通信に興味を持ったことと、電気の本質と特性を学び、それを記録したことは、当時注目された内容であった。『日東録』の中には、「発電之法」と「電子之法」が詳しく解説されてお

(1) 高宗は李氏朝鮮の第26代国王（1863年12月13日～1897年10月12日）、後に大韓帝国初代皇帝（1897年10月12日～1910年8月29日）。

(2) 李ボンヒ（2013）「韓国の電気知識の伝来」『電気設備』No.30（2）60頁～63頁を参照。

り、更に鉄道、鉱山、電灯事業など現代的な施設の機械の原理と使用方法などが幅広く記録されている。1882年に、日本に派遣された第3次視察団は、横須賀の試験点灯や東京点灯会社でアーク灯などの電気施設を初めて目にすることができた。

しかし、視察団からの知識は断片的で、限られたものであった。これに反して、西洋科学書は、複写本の発行や漢城旬報^③などへの収録により、国内に広まり、体系的な電気知識を普及させるのに大きな影響を与えた。

朝鮮にはじめて電気知識を体系的に紹介した西洋科学書である『博物新編（漢訳）』は、イギリス人の医者 Benjamin Hobson（1810年～1873年）の著書を漢訳したもので、1854年に上海で発行された。第1巻は、地気論、熱論、水質論、光論、電気論で構成されており、第2巻は、天体、地球など、第3巻は、鳥獸略論などで構成されている。第1巻の中の「電気論」では、電気の陰陽作用や電気を生産する方法、蓄電池の原理、更に電気を利用した電信、電気分解、銅版制作法と磁石および羅針盤などの原理が記録されている。このような西洋科学書である『博物新編』が朝鮮に入ってきた時期は明らかではないが、1860年代初め頃であるという説がある^④。

朝鮮での本格的な電気事業の皮切りは、景福宮^⑤の電灯事業であった。この電灯設備は1884年、アメリカに発注されたが、甲申政変^⑥でその導入が停止され、1887年3月に William McKay により、遂に点灯が開始された。景福宮^⑤の電気点灯は、当時東洋の王室としては先駆的な事業であった。

その内容を具体的にみると、高宗皇帝は、1882年5月22日にアメリカと韓米通商協定を締結し、1883年5月、アメリカからは初代駐韓公使として Lucius Harwood Foote を赴任させ、朝鮮からは8月に閔泳翊^⑦を大臣とした10人の君主特派協辦交渉通商使節団がアメリカに派遣された。この時、使節団はアメリカで、日本で見たことがある電気の使用方法をはじめて知ることになる。また、それが当時朝鮮で使っていた石油より安くて安全なものであることを知った。この影響を受け、朝鮮はアメリカのエジソン電灯会社^⑧の電灯発電施設

③ 1883年に創刊された朝鮮で最初の近代新聞。

④ 李ボンヒ（2013）「韓国の電気知識の伝来」『電気設備』No.30（2）、60頁を参照。

⑤ 朝鮮王朝（李氏朝鮮）の王宮（現在、韓国のソウル特別市にある）。

⑥ 1884年12月に守旧派を追い出して開化政権に変えようと、開化派が起こしたクーデター。

⑦ 19世紀初、ボルタ（Alessandro Volta）が電池を発明し、デイビー（Humphry Davy）がアーク灯を発明したものの、実用化の段階に至らなかったが、1876年、パーヴェル・ヤブロ

を朝鮮の王宮に設置するように依頼し契約するようになる。甲申政変による政局の混乱のため、電気の搬入が遅延したが、アメリカに発注された電灯設備は、1886年12月、船便で日本の長崎港を経由し、1886年景福宮^{ギョンボクグン}に到着し、1887年景福宮の乾清宮^{ギョンボクグン ゴンチョングン}に、朝鮮の最初の電気施設である電灯がつけられるようになる。

このように、朝鮮において電気を初めて使うようになったのは1887年であったが、電力事業が始まったのは、11年後の1898年のことで、アメリカ人のヘンリー・コールブラン（Henry Collbran）とハリー・ライス・ポストウィック（Harry Rice Bostwick）が漢城^{ハンソン}（現在のソウル特別市）内に電車、電気、電話などの事業経営権を獲得し、漢城電気会社^{ハンソン}®を設立するようになってからである^⑧。実際には、漢城電気会社は、王室とアメリカの技術者の共同出資（資本金150万ウォン、王室が75万ウォン、ヘンリー・コールブランとハリー・ライス・ポストウィックが75万ウォン）で設立された会社であった。しかし国内では、高宗皇帝^{コジョン}が単独で出資したことから、王室の事業と呼ばれていた。漢城電気会社の設立と運営は、朝鮮の近代化を促進するための決定的なきっかけになったといえる。

ヘンリー・コールブランとハリー・ライス・ポストウィックが関与する漢城電気会社^{ハンソン}は、ソウル住民にとって韓国の独立を脅かす列強の象徴であり攻撃対象であった。しかしながら、日露開戦から日韓議定書調印までの対外的独立の危機に及んで高宗皇帝^{コジョン}が選択したのは、米国からの外交的支援引き出しを企図して、米国系企業ヘンリー・コールブランとハリ

チコフ（Pavel Jablochhoff）によって改良されたアーク灯が商業的に利用され始めた。そして、これを供給する会社が登場した。しかし、アーク灯は寿命が短く経費が高いなど家庭用には不適合なものだった。1878年、エジソン（Thomas Alva Edison）はエジソン電灯会社を設立して本格的に電灯の開発に着手し、炭素フィラメントを改良して各種の計量機、電線、照明器具などを発明し、1882年ニューヨークに中央発電所を建設し、配線システムによって大規模な電力の供給をすることに成功した。Thomas P. Hughes（1983）, “Networks of power : Electrification in Western Society, 1880-1930”, Baltimore : Johns Hopkins University Press, pp.1-17.

^⑧ 漢城電気会社^{ハンソン}の設立は、1898年1月2日、金斗昇と李根倍の名前で、同会社の設立および営業が農商工部に申請され、同26日農商工部から同会社設立・営業許可が得られた。皇室の単独投資に基づき、アメリカの技術を導入して設立された。しかし、親米開化派と皇室の勢力の葛藤と対立により、様々な経営上の問題をもたらした。松崎裕子（2011）「大韓帝国 広武間期の米国系企業家コールブラン&ポストウィックの電気関係利権について」『歴史学研究』第754号、4頁。

^⑨ 当時、高宗皇帝^{ハンソン}は、漢城市内の電気事業に関して深く興味を持っていた。

一・ライス・ポストウィックとの債務問題で和解することであり、さらに彼らに鉱山特許を与えることであった⁽¹⁰⁾。

一方、電気事業を王室の事業として運営した背景にはいくつかの理由がある。第1に、電気事業に高い興味を持っていた高宗皇帝は、便利な交通手段を欲しがっていた。当時高宗皇帝は、清涼里（現在のソウル特別市北部の地域）の洪陵に明成皇后⁽¹¹⁾の墓所を築造し、よく礼拝に赴いていたが、従者を多く連れる行列での参拝は多額の費用を要していた。そのためアメリカの技術者が、墓所まで路面電車を敷設し、普段は民間の移動手段とすることで、経費の削減と増収の一石二鳥になるとして、電車敷設を促した。第2に、電気鉄道の運営から得られる収益に対する期待があった。公共交通機関の開設が急を要する課題であり、電車事業は採算性が高いただろうと期待されていた。当時の漢城の人口は21万人と推定されるが、公共交通機関は全くなかった。電車事業により、1899年5月4日、東大門から興化門の間を最初に電気鉄道が通るようになった⁽¹²⁾。電車の利用客は増えていき、1904年の1日の平均利用客は1万1,442人だったが、1905年には1万2,963人、1906年には1万3,714人、そして1907年には1万7,653人に増加した⁽¹³⁾。これは、日露戦争の後の旧龍山に居住する日本人の増加による影響が大きかったからであるという。第3に、高宗皇帝は電気事業の施工と運営権をアメリカ人に付与することによって朝鮮と王室の安全を図ろうとしていた。

このような理由で、漢城電気会社は形式上、大韓帝国の会社であり、実際の運営はヘンリー・コールブランとハリー・ライス・ポストウィックが受け持っていた。彼らは電灯および電話事業の許可を得た。漢城電気会社は、電気事業の好調により、電気・電車事業に拡張工事が必要と考え、それに必要な資金を調達するため、米国信託会社に漢城電気会社を売却し、資金を調達した。

このように、会社の運営をコールブラン・ポストウィックに依存し過ぎた漢城電気会社は、結果的に様々な経済利権をアメリカに引き渡し、損失だけ被る形となってしまった⁽¹⁴⁾。

⁽¹⁰⁾ 松崎裕子（2003）「日露戦争前後の韓国における米国経済権益」『史学雑誌』112編10号、45頁。

⁽¹¹⁾ 明成皇后：王妃（1851年～1895年）。

⁽¹²⁾ 李ボンヒ（2013）「漢城電気会社の設立」『電気設備』No.30（4）70頁～71頁を参照。

⁽¹³⁾ 同上書、73頁を参照。

⁽¹⁴⁾ 吳鎮錫（2006）「韓国近代電力産業の発展と京城電気（株）」『延世大学』、2頁を参照。

その後、漢城電気会社は、社名を韓美電気会社⁽¹⁵⁾と変更した。しかし、1909年、韓美電気会社は、日本の渋沢栄一の商社に売却されてしまう。したがって、路面電車と電力・ガス事業は日系の日韓瓦斯電気株式会社⁽¹⁶⁾の管轄になったのである。このように、漢城電気会社を買収した日韓瓦斯株式会社は、熾烈な競争の中、朝鮮総督府の特恵をうけ、ガス業の許可権を得ることができた。その内容は、25年間の独占供給権の取得であり、ガス管およびガス供給に必要な機械などの輸入に関する免税と若干の義務履行はあったものの、公課金は徴収しないという条件であった⁽¹⁷⁾。1909年10月31日にガス設備も完工し、11月3日に日本人の居住地を中心に、初めてガス灯が点灯された。これが、大韓帝国でのガス点火の始まりであった。

初期の電力会社は、1910年までは漢城電気会社、釜山電気会社、仁川電気会社の3ヵ所しかなかったが、1911年から1913年までの3年間、全国的に10余ヵ所の電力事業業体が設立された⁽¹⁸⁾。電気会社が設立された地域は、日本との貿易港が中心で、これは日本人が大勢居住している地域であった。電灯用供給から始まった電気事業には注目すべき特徴がある。これに対し、堀（1984）は「30年の電燈燭光数において、日本人と朝鮮人の需要家が占める比率は、68.8%と28.3%である。日本人と朝鮮人の各総世代に対する電燈普及率は、65.9%と3.7%である。つまりこれら電燈の普及は、いまだ主に在留日本人と官庁の需要の範囲に留まっていたのであった」⁽¹⁹⁾という。これは、電気がすでに生活必需品化された日本人のために、電気供給事業が計画されたことの表れともいえる。1920年代の電気会社は中部、南部地域に活発に設立されるが、1930年代の水力発電開発により、北部地域に集中するようになる⁽²⁰⁾。

⁽¹⁵⁾ 本社はアメリカにあり、ヘンリー・コールブランが社長に就任する。

⁽¹⁶⁾ 曾禰荒助（1849-1910）の息子曾禰寛治は、韓国・京城（現在のソウル特別市）での瓦斯事業に着目。東京瓦斯社長渋沢栄一の賛同の下に瓦斯営業許可を得、1908年渋沢を取締役会長に日韓瓦斯が発足する。1909年韓国の韓美電気を買収して電気事業を併営、日韓瓦斯電気に商号変更。1915年京城電気と改称、朝鮮半島全体に送電設備等を拡張し発展する。

⁽¹⁷⁾ 吳鎮錫（2006）「韓国近代電力産業の発展と京城電気（株）」『延世大学』、95頁を参照。

⁽¹⁸⁾ 韓国電力公社（1981）『韓国電力20年史』、32頁。

⁽¹⁹⁾ 堀和生（1984）「植民地朝鮮の電力業と統制政策」『日本史研究』、4頁。

⁽²⁰⁾ 金景林（1997）「植民地朝鮮の電気事業の発興」『梨大史苑』、125頁を参照。

まだ水力発電による電気供給がなかったため、主な電力資源は火力であった。その理由は、小林英夫・李光宰（2011）によると、「①当時、朝鮮での水力開発に対する可能性が希薄であったこと、②十分な送電技術が欠如していた上、主要需要地の近くに大規模水力の開発可能な河川が見当たらなかったこと、③朝鮮の電気事業が、水力を開発できる十分な資本力と技術力を有していなかったこと、④火力の方が、水力に比べて、建設期間が短く、また、建設費が低廉であったこと、⑤当時の需要先がまだ未成長であったこと」などを挙げている。その結果、電気会社のほとんどは、その発電方式として火力を採択し、1929年までそうした火主水従⁽²¹⁾が崩れることはなかったと思われる。

日系の日韓瓦斯電気株式会社は、1915年9月11日に社名を京城^{ギョソソ}電気株式会社⁽²²⁾に変え、馬山^{マサン}支店（1911年4月4日）、鎮海^{チンヘ}支店（1912年7月1日）を設立し、また、仁川^{インチョン}電気（1912年6月11日）、水原^{スウォン}電気（1928年10月2日）、春川^{チュンチョン}電気（1939年4月1日）を合併買収して慶尚南道の一部と京畿道^{ギョソギドウ}、江原道^{カンウォンドウ}を供給地域として電力供給を行った。

この時期の電力政策は、1911年3月6日の朝鮮総督府令の第24号で、電気事業取締規制が制定されたことにより、電力会社の設立と運営は朝鮮総督府の許可事項になり、電気料金も日本の申告制とは違い、朝鮮総督府の認可を必要とする「許可制」⁽²³⁾が採択された。これと共に、「一地域一事業」⁽²⁴⁾という電力政策が行われた。朝鮮総督府の「地域独占」という政策に従い、京城^{ギョソソ}電気株式会社は独占権の特恵を受けていた。この「一地域一事業」政策により、電力会社は地域独占が認められ、安定的な収益を上げることができた。しかし、

(21) 日本は、すでに「水主火従」が定着していて、1920年には水力発電が60%に至った。

(22) 京城電気株式会社の発電設備においては、韓美電気会社を買収した後、1903年に国内最初にソウル特別市の龍山に発電所を設置し、250kW発電機2台で出発した。この龍山発電所は、1938年に閉鎖される時までソウルに電力を供給しながら国内の電力事業の極めて重要な役割をした。また、1940年まで、水力電気の規模を8,000kW水準まで増加させた。持続的な需要により、堂岸里^{ダンアンリ}発電所の第1号機（スイス製10,000kW）を竣工し、1935年10月31日には第2号機（芝浦製12,000kW）も竣工する。この時、龍山発電所は予備発電機として転換させる。

(23) 「許可制」とは、1～2年ごとに朝鮮総督府が電気料金を調整・策定したものである。事業規模および料金低下の状況に応じ、2年ないし5年の範囲において許可有効期間を付し、その期間満了後ごとに事業の内容を精査し、適正な料金設定のため絶えずその低下を図ってきた。小林英夫・李光宰（2011）『朝鮮・韓国工業化と電力事業』、つげ書房新社、60頁。

(24) 「一地域一事業」とは、「独占権は与えない」ものの、一定地域の営業許可を一業者に制限するというものである。同上書、60頁。

この政策により、発電力不足、設備不足、故障などが起こり、電力を利用する消費者に大きな不満をもたらす結果となった。「一地域一事業」政策は、後に地域独占として批判され、「公営化運動」⁽²⁵⁾の問題につながるようになる。「公営化運動」に対しては第2節で詳しく述べる。

このような「一地域一事業」と「許可制」は、電気事業者が他の電気事業者と競争する必要もなく、独占的に経営するものであり、特に電力料金の面では高い料金を策定し、安定的に高い利潤を保障される制度であるといえる。結局この制度は、この後の新たな発電開発への投資誘致などを念頭においた朝鮮総督府の戦略であったと見られる。

第2節 1930年から1945年まで

1930年代は電力統制政策の下で、各地域の電気会社の統合されたことに注目する必要がある。また、日本の企業体である日室コンツェルン⁽²⁶⁾の主導的な電源開発は従来の発電電源に大きい影響を与え、「水主火従」という原則を生み出すこととなる。したがって、朝鮮の電力は火力発電時代から水力発電時代へと大きく変化した。これにより、工業を中心に産業が飛躍的に発展するようになる。この節では、電気事業の構造について詳しく述べる。2.1では、「朝鮮電気事業調査会」について、2.2では、水力発電の建設について、2.3では、電力統制政策について述べる。

⁽²⁵⁾ 「公営化（＝府営化）問題」の発端として、電力料金と電車料金の問題が挙げられる。特に、電力料金が日本と比べて高いことに対して不満があった。また、火力発電の燃料である石炭・石油の価格が下落したにもかかわらず、電力料金の値下げはなかった。そして水力発電による電気の供給をすることにより、安く電気を買取り、高く売って暴利を貪ることは、電気事業を公共事業として認識していた国民の理解を得にくかった。さらに、頻繁に起こる停電およびサービスの不備により国民の不満が高まった。

⁽²⁶⁾ 野口遵によって設立された日本窒素肥料株式会社を中心とした財閥。朝鮮総督府の庇護の下で、水力発電所を建設の利権を得る。1926年1月に朝鮮水電株式会社、1927年5月には、朝鮮窒素肥料株式会社を設立する。この会社により、12箇所の発電所が建設されるようになる。

2.1 「朝鮮電気事業調査会」

1920年代に入ってから、電力政策の見直しが必要であるとの認識が広まっていった。これが「朝鮮電気事業調査会」の設立要因となった。その理由として、「第1に、火力発電に大きく依存していた朝鮮電気事業において、電力料金を巡って、「市民」の間で「値下げ運動」⁽²⁷⁾が起こったこと、第2に、朝鮮総督府が、朝鮮の工業育成の必要性を痛感していたことである」と小林英夫・李光宰（2011）は述べている。

当時、ほぼ輸入に頼っていた電気事業において、石炭価格の急騰は深刻な問題となっていた。このような石炭価格の急騰は電気事業者に大きな負担となった。また、電気会社は、石炭入手にも困難を抱えていた。これにより、朝鮮の電力料金は、大戦期燃料高騰を理由に相当引き上げられたが、戦後の20年代に入ってから石炭価格も下落し、したがって電力料金も値下げされるようになる。しかし、その値下げの幅はわずかであった。さらに、その料金も日本より割高であった。

このようなことが発端となり、「公営化運動」が起こるが、これの主な原因は、電力料金や電車料金の問題が挙げられる。特に、独占経営による電気料金は日本と比べて高いことに対して市民の不満が高かった。また、火力発電の燃料である石炭・石油の価格が下落したにもかかわらず、電力料金の値下げはなかった。そして水力発電による水力電気の供給により、安く電気を買い取ることができたにもかかわらず、高く売って暴利を貪ることは、電気事業を公共事業として認識していた国民の理解を得にくかった。さらに、頻繁に起こる停電およびサービスなどへの不満が高まっていった。

これは、1920年当初に「値下げ運動」が始まる要因となり、ほとんど全国に広がっていた。さらに、この「値下げ運動」は、電気の「公共性」の強調や、朝鮮総督府の財源確保

(27) これは、1925年1月13日に^{キョンソン}京城商業会議主催にて朝鮮産業懇新会が開かれた席上で、西川常次郎が懇親会に同席していた^{キョンソン}京城電気（株）の武者専務に「突然動力料金値下げの希望を述べ」るや、会頭渡辺定一郎や本府商工課長安達房次郎等がそれに「共鳴」したことがきっかけになり、「運動調査会」が設置され、電力料金についての問題が論じられ、ついに1925年2月初旬、値下げの決義要求が定められ、ほぼ、全国に広がっていた。小林英夫・李光宰（2011）『朝鮮・韓国工業化と電力事業』つげ書房新社、41頁。

という趣旨の下で、「公営化運動」⁽²⁸⁾に展開していったのである⁽²⁹⁾。

その中で朝鮮電気協会は、1923年1月、朝鮮の電気事業に関する根本方策の調査確立のため、「朝鮮電気事業調査会」を設置し、電気事業調査委員会規定を制定した⁽³⁰⁾。

1930年8月に、電気事業の統制、その他の電気事業に関する事項を目的とした「朝鮮電気事業調査会管制」が公布され⁽³¹⁾、「朝鮮電気事業調査会」による水力調査が行うようになり、1930年代の電力政策を策定することになる。その電力政策の「骨子」は、次のようなものであった。

- 「①公営化を推進することなく、各地域別の電気料金の「統一化」を促進するため、各地方の既存の電気会社の統合を推進しながら、従来の電気会社を「配電会社化」する。
②低廉な電気の確保という目的の上で、大規模な水力電源を開発し、それを全朝鮮に送電線を通じ供給する。
③その電源開発・送電線の建設を、朝鮮総督府の資金事情からして、発電＝「民営」、送電＝「民営」の原則の上で進める。ただし、その民営によって発生する恐れのある「独占的弊害」を未然に防止するため、複数の民営によって進める一方、重複設備の発生の予防、料金の低廉化、電力供給の安定化、電力需給の円滑化を促すため、それらの送電施設に対し、「国家監督」を強化する」⁽³²⁾。

それらの中でも、既存の電気会社に対し適用された電力政策とは、公営化ではなく、従来の電気会社の統合化および配電会社というものであった⁽³³⁾。

「朝鮮電気事業調査会」による計画のその後の経過は、以下ようになる。

⁽²⁸⁾ 京城地域の電気事業の公営化運動は、日常生活に必須的であった電気の、電気事業部門での独占資本に反対し、公共性を名分に地域共通の利害関係を基盤として起こった運動。金ジェジョン(2014)「植民地期‘地域’と‘地域運動’—930年代の初めの京城地域を中心として—」『郷土ソウル』第86号、211頁～214頁を参照。

⁽²⁹⁾ 同上書、43頁。

⁽³⁰⁾ 小林英夫・李光宰(2011)『朝鮮・韓国工業化と電力事業』つげ書房新社、44頁。

⁽³¹⁾ 堀和生(1984)「植民地朝鮮の電力業と統制政策」『日本史研究』(265)6頁。

⁽³²⁾ 小林英夫・李光宰(2011)『朝鮮・韓国工業化と電力事業』つげ書房新社、46頁。

⁽³³⁾ 同上書、47頁。

- 「①各地方別の既存の電気会社が配電会社化され、西^{ソソン}鮮合同株式会社、南^{ナムソン}鮮合同株式会社、北^{フクソン}鮮合同株式会社、京^{キョソン}城電気株式会社の形で、統合が進められる中で、1938年時点で、各地方別の料金格差はあったものの、次第に均等な状態に近づいた。
- ②赴^{フソンガン}戦江水力株式会社、長^{ザンチンガン}津江水力株式会社、江^{ガンダ}界水力株式会社、漢^{ハンガン}江水力株式会社、などの大規模な水力電源の開発が進められ、全朝鮮にわたった高圧送電網の建設が日窒によって推進された。そうした中で、日本と比べても低廉な、日窒（朝鮮窒素）などの工業用電力の確保が可能となった。
- ③朝鮮の主要な水力開発地点の中で、赴^{フソンガン}戦江、長^{ザンチンガン}津江、虚^{ホチョンガン}川江、鴨^{アブクガン}録江の開発が日本窒素肥料株式会社によってなされる他、江^{カンダ}界水力株式会社と漢^{ハンガン}江水力株式会社の電源開発が、各々東洋拓殖株式会社と朝鮮殖産株式会社によって行われるなど、その発電電源の開発が、複数の民営化により推進されていた。一方、その「監督」に関する事項が「朝鮮電気事業令」によって設けられ、これにより、重複設備の発生の予防、「料金の低廉化」、「電力供給の安定化」、「電力需給の円滑化」はある程度成功していた。例えば、朝鮮総督府は、「朝鮮電気事業令」の条項により、重複設備の予防のため、水力開発地点に対して、厳しい許可制を設け、朝鮮総督府の指揮下で1～3年ごとに電気料金の値下げを誘導させ、電力需給の面においても、民間用・工業用の電力分配量を事前に決めていたのである」⁽³⁴⁾。

この政策により、豊富な電力の確保と共に、電力会社が抱えている電力料金問題の解消という一石二鳥の効果を得られるという期待感が高まったといえる。

2.2 水力発電所の建設

このように、「朝鮮電気事業調査会」による電力政策が樹立されるためには、まず電力資源に対する調査が不可欠であった。朝鮮総督府は1911年から1914年までの3年間、朝鮮半島内の発電水力調査を実施した。第1次水力調査の結果では、80の地点の合計が57,000kWで、朝鮮半島には水力資源がないと報告された。これは開発方式に当時日本の唯

⁽³⁴⁾ 小林英夫・李光宰（2011）『朝鮮・韓国工業化と電力事業』つげ書房新社、47頁～48頁。

一の開発方式であった水路式発電の形式だけを適用し、使用数量を湧水量で算出し、朝鮮半島の地形と地勢、気象条件を考慮していなかった調査であったためだといわれている⁽³⁵⁾。

その後 1922 年から 1929 年までの 8 年間、第 2 次水力調査が行われた。表 1-1 は、第 2 次水力調査の地点表である。この調査表によれば、147 個の地点の発電量の合計が 2,228,199kW であることがわかる。第 1 次水力調査のときの約 39 倍の莫大な水力資源が発見されたことになる。その中で鴨緑江^{アプロクガン}⁽³⁶⁾は地点数が 41 個で発電量は 1,235,222kW と発電力の規模が最も大きかった。漢江の地点数 39 個の発電量 416,150kW と比べてみても地点数はほぼ同じだが、その発電量は 3 倍近くになることがわかった。

表 1-1 第 2 次の水力調査の地点表

単位：kW

水系	地点数	発電力 (kW)	水系	地点数	発電力 (kW)	水系	地点数	発電力 (kW)
鴨緑江	41	1,235,222	漢江	39	416,150	豆満江	15	230,425
清川江	3	1,927	長津江	1	1,156	朱乙温泉	4	6,621
大同江	10	177,159	龍興江	6	23,370	北大川	2	4,292
漁郎江	6	19,056	錦江	5	38,423	北青南大川	1	1,041
吉州南大川	1	3,552	蟾津江	2	11,158	安邊大川	2	1,168
臨漁江	1	938	洛東江	8	56,943	合計	147	2,228,199

出所：韓国電力公社（1981）『韓国電力 20 年史』、70 頁。

これにより、朝鮮総督府は水力資源開発に興味を持ち、積極的に参画するようになった。豊かな水力発電を利用し、産業育成をしようとする計画があったといえる。これにより、1920 年末から 1930 年初めまで水力発電事業に出願する日本の資本家が続出した。この第

⁽³⁵⁾ 李ボンヒ（2013）、「日帝強占期の配電事業」『電気設備』、No.30（7）、66 頁を参照。

⁽³⁶⁾ 鴨緑江^{アプロクガン}は、水源は白頭山天地であり、延長は 790km、全流域面積が 6 万平方 km を超え西側に流れる。上流では長津江、虚川江^{サンチンガン}、中流では慈城江、禿魯江、混江等と合流する。上流は高い落差があり、中流からは水量が豊富で大陸的な河川の形である。植民地時代大型ダムが建設されている。また、1930 年代後半から 1940 年初にかけて、アジア最大級と呼ばれている水豊ダムが建設され、水力発電が行われるようになった。この水力発電はいまだに北朝鮮の重要なエネルギー源となっている。

2次水力調査により、火力発電時代から水力発電時代へと変わっていった。

第3次水力調査は、1936年から1939年まで行われた。巨大なダム築造技術の影響をうけ、第2次水力調査の3倍以上の水力資源を把握するようになった⁽³⁷⁾。

1920年から1931年の電気事業の特徴の1つは、民間企業から始まった大規模な発電水力資源の開発である。1925年6月、実業家である野口遵⁽³⁸⁾は、朝鮮総督府の手厚い庇護の下、赴戦江^{フソンガン}発電所の水力発電の開発権を取得し、発電所を建設した。1929年11月に、4基の内の2基（48,000kW）の試験運行に成功し、続いて1932年12月に、全体工事を竣工し、稼働を開始した。その総発電容量は4基の発電所を合わせて200,700kWとなった。

1935年から1937年までに、長津江^{ザンチンガン}に4基の水力発電所が竣工された。その総発電容量は334,000kWであり、また1937年から1943年までに、虚川江^{ホチョンガン}に4基の水力発電所が竣工されたが、その総発電容量は、338,000kWであった。さらに、1944年に満州国と朝鮮の電力確保のために建設されたのが、鴨緑江下流^{アブクガン}（平安北道新義州府：現在の北朝鮮の新義州^{シンイジヨ}市）の水豊ダム⁽³⁹⁾である。この水豊の開発事業について、堀和生（1984）は以下のような特徴を挙げている。「まず許可命令と行政指導によって、事業内容が詳細に規定され、国策会社的要素が与えられていた。さらに、朝鮮総督府が、計画設計と建設工事の両面に広く関与していた。（中略）これは、朝鮮総督府に国家的な意義を認めて、総合的全面的に支援する体制なのであった。発生電力の供給契約は朝鮮総督府が斡旋することはあっても、基本的には会社どうしの直接交渉にまかされていたので、経営面では私的資本は充分保持されていたのである」。さらに、「日本窒素肥料株式会社は朝鮮総督府からあたえられた特権と朝鮮の低賃金労働を使って、自己の化学工業のために大電源を次々に開発していった」と水力発電所建設の中心には日本窒素肥料株式会社が存在していたことを示している⁽⁴⁰⁾。

(37) 李ボンヒ（2013）、「日帝強占期の配電事業」『電気設備』、No.30（7）、67頁を参照。

(38) 野口遵（1873年～1944年）は、朝鮮総督府の手厚い庇護の下、鴨緑江水系に赴戦江発電所等大規模な水力発電所をいくつも建設し、咸鏡南道興南（現在の咸興市の一部）に巨大なコンビナートを造成した。

(39) 水豊発電所は1937年から1944年にかけて、鴨緑江^{アブクガン}に建設された発電所である。これは鴨緑江本流^{アブクガン}の高さ106m、長さ900mの巨大な重力式コンクリートダムであった。7基の発電機による総発電量が700,000kWで、その規模は当時世界最大級であった。野口遵が社長である日本窒素系の鴨緑江水力発電所株式会社が発電所の建設を行った。

(40) 堀和生（1984）「植民地朝鮮の電力業と統制政策」『日本史研究会』（265）、1頁。

表 1-2 長津江水電（朝鮮水力）の供給電力量（単位：100 万 kWh）

需要者	1936 年	1937 年	1938 年	1939 年	1940 年	1941 年
日本窒素	590	1,087	1,158	1,610	1,563	1,834
電気事業者	114	197	405	602	771	926
一般大口需要	11	30	62	133	242	322
合計	715	1,314	1,625	2,345	2,576	3,082

出所：堀和生（1984）「植民地朝鮮の電力業と統制政策」『日本史研究会』（265）、19 頁。

表 1-2 は長津江水電（朝鮮水力）の供給電力量である。ここで注目したいのは、日本窒素へ供給した電力量である。1936 年には 590 百万 kWh であったが、翌年には 1,087 百万 kWh と 2 倍近くに増加する。その増加率は続いて 1939 年は 1,610 百万 kWh、1940 年は 1,563 百万 kWh、1941 年には供給電力量がなんと 1,834 百万 kWh にもなる。このような電力急増の要因は、何よりその安い電力料金である。これにより、電力消費が急増することとなった。日窒は豊かな電力を安い価格で使うことにより、莫大な利益を得、またその資金で新たな電力開発に投資することが可能となった⁽⁴¹⁾。

一方、電気事業用に開発された大容量の発電所の建設は、日本統治時代の後期（1932 年～1945 年）まで行われた。電力統制政策が公開された 1936 年から 1945 年までの 10 年間に竣工された発電所の総設備容量は 1,520,520kW で、特に 1941 年から 1945 年までに集中している。その中で寧越^{ヨンウォル}火力（総設備容量 107,000kW）を除いた全てが水力発電所でその割合は 93%であり、火力発電所の割合は僅か 7%にしか至らなかった。しかも、93%の水力発電所の中、80%以上が北朝鮮に偏っていた⁽⁴²⁾。

2.3 電力統制政策

日本統治時代の前期（1910 年～1919 年）から中期（1920 年～1931 年）までの電気事業の形態には、大きな変化は見られなかった。当時、朝鮮総督府は、豊富かつ低廉な電力を生

(41) 堀和生（1984）「植民地朝鮮の電力業と統制政策」『日本史研究会』（265）、19 頁。

(42) 李ボンヒ（2013）「日帝強占期の配電事業」『電気設備』No.30（7）、66 頁を参照。

み出す、大規模な水力電源開発を巡る動きを示しはじめた⁽⁴³⁾。そしてその動きは、1930年8月「朝鮮電気事業調査会」を構成し、発電計画および送電網計画と配電会社の統制計画などを行うことになる。これは電力統制政策を導入して国家的な観点から天然資源を有効に開発しようという考え方である事前統制論と言われる⁽⁴⁴⁾。

朝鮮総督府は電力事業の統制方針を実現するため、1932年2月17日制令第1号として朝鮮電気事業令を制定し、1933年11月1日から施行した。これは朝鮮半島の全域の主要な水力発電の全部を送電することを意味するものである。基本方針は、発電、送電、配電の3部門に分けて統制することであった。まず、発電の場合、原則的に民営による開発運営とすることにした。次に、送電は全国の送電網を統一して運営すること、すなわち国営とすることを意味する。最後に、配電は全国を合理的な配電区域にわけ、その区域内においては既存の事業会社を統制して民営化にすることであった⁽⁴⁵⁾。

2.3.1 発電部門

まず、発電部門については、1945年の全国の発電設備容量は172万2,653kWであり、その内、水力が158万6,153kW、火力が13万6,500kWであった⁽⁴⁶⁾。その内、韓国の発電設備は水力が6万2,282kW、火力が13万6,500kWで全国の設備の12.4%に過ぎなかった⁽⁴⁷⁾。

表1-3は、1944年4月から1945年3月31日までの南北韓の発電所別の発電量実績である。全国の発電電力量は8,626,821,212kWhであり、その内、水力発電が8,474,891,212kWhで98%以上の割合を占めていることがわかる。これにより、主な発電電源は水力発電であるといえる。

⁽⁴³⁾ 小林英夫・李光宰（2011）『朝鮮・韓国工業化と電力事業』柘植書房新社、62頁。

⁽⁴⁴⁾ 同上書、6頁。

⁽⁴⁵⁾ 韓国電力公社（1981）『韓国電力20年史』、85頁を参照。

⁽⁴⁶⁾ 同上書、95頁を参照。

⁽⁴⁷⁾ 同上書、96頁を参照。

表 1-3 南北韓の発電所別の発電量実績 (1944年4月～1945年3月31日)

発電所別		発電電力量 (kWh)	平均電力(kW)	全国発電量に対 する比率(%)
北朝鮮	長津江系	1,720,775,000	196,458	20.00
	虚川江系	1,906,893,000	217,682	22.00
	赴戦江系	704,885,000	80,466	8.00
	富寧系	80,048,000	9,137	1.00
	華川系	149,817,000	17,102	2.00
	金剛山系	76,874,132	8,775	1.00
	鴨緑江系	3,614,919,000	412,662	42.00
	小計	8,254,211,132	942,282	96.00
韓国				
	清平水力発電所	164,635,000	18,793	1.80
	蟾津江水力発電所	34,565,000	3,945	0.40
	雲岩水力発電所	14,050,000	1,603	0.20
	寶城江水力発電所	7,230,000	836	0.08
	寧越火力発電所	151,930,000	17,343	1.60
	唐人里火力発電所	—	—	—
	釜山火力発電所	—	—	—
	小計	372,410,000	42,520	4.00
全国	合計	8,626,621,132	984,796	100.00
	水力	8,474,891,212	967,453	98.00
	火力	1,519,300,000	17,343	2.00

出所：韓国電力公社（1981）『韓国電力20年史』、96頁。

表 1-3 をみてわかるように、1944 年 4 月から 1945 年 3 月 31 日の間の火力発電は、韓国だけで発電電力量は 151,930,000kWh で、北朝鮮の発電電源はほとんど水力発電であることもわかった。北朝鮮と韓国の水力発電量の割合は、北朝鮮が 8,254,411,132kWh で、韓国の 220,048,000kWh と比べてみると 37.5 倍以上である。この状況は、1950 年の朝鮮戦争により朝鮮半島が分断された時、韓国の電力供給に深刻な影響を与える要因となる。

また、北朝鮮に偏った水力発電力が、北部地域に工業が発達するきっかけとなり、特に、重化学工業、軍需工業が発達するようになる。

この状況は、1950 年の朝鮮戦争が勃発した後、韓半島が分断されるが、その直後、韓国側に電力供給が中断されることで、深刻な電力難に陥るようになる。

2.3.2 送電部門

朝鮮総督府は、送電部門の掌握で電気事業全体を統轄し、その電力を基盤にして鉱工業の振興をはかろうとしたのである⁽⁴⁸⁾。

送電事業に関して、長津江^{ザンチンガン}水力発電所の発電電力を韓半島の西部と中部に供給するため、1934 年 5 月 16 日に朝鮮送電株式会社が設立される⁽⁴⁹⁾。朝鮮送電株式会社は国策代行機関として送電事業を統合運営するようになる。

第 1 次送配電網の計画には、長津江^{ザンチンガン}～平壤^{ピョングヤン}～新義州^{シンウイジュ}を繋ぐ 154kV 幹線と、長津江^{ザンチンガン}～元山^{ウォンサン}～ソウル特別市を繋ぐ 154kV 幹線があった。しかし、朝鮮総督府は、予算上の理由で発電会社と配電会社が共同出資する送電会社を設立するように方針を変えた。第 1 次送配電網の計画も変更され、1935 年 11 月 25 日に長津江^{ザンチンガン}～平壤^{ピョングヤン}間の 154kV 送電線路が完成し、1937 年 1 月、平壤^{ピョングヤン}～ソウル特別市間 154kV 送電線路が完成するようになる。

1941 年 6 月には、虚川江^{ホチョンガン}から咸興^{ハムフン}と清進^{チョンジン}を繋ぐ 220kV 送電線路が建設され、当時日本を含めアジアでは唯一の最高電圧送電線となった。その後も、送電線の建設は続いた⁽⁵⁰⁾。

また、朝鮮水力電気株式会社、朝鮮送電株式会社、富寧^{フヨン}水力電気株式会社を統合して親会

(48) 堀和生 (1984) 「植民地朝鮮の電力業と統制政策」『日本史研究会』(265)、8 頁。

(49) 韓国電力公社 (1981) 『韓国電力 20 年史』、87 頁を参照。

(50) 李^イボンヒ (2013) 「日帝強占期の配電事業」『電気設備』No.30 (7)、71 頁～72 頁を参照。

社とし、「朝鮮電業株式会社」として朝鮮総督府に認可を申請した。この朝鮮電業株式会社は、1943年7月31日にソウル特別市で創立され、取締役として野口遵が任命された。

また、1943年8月4日、朝鮮総督府は、第2次統合対象として6社を指定した。朝鮮電力株式会社、江界水電株式会社、漢江水電株式会社、南鮮水電株式会社4社に対して会社事業の全部を「朝鮮電業株式会社」に譲渡するように命じた。そして、北鮮水電株式会社に対しては朝鮮電業株式会社と合併するように、京城電気株式会社に対しては、水色洞から富平間の間の送電線路を譲渡するように命じた。

これによって、1943年9月20日、電力事業が朝鮮電業株式会社に引き渡され、発送電の統合が締めくくられた⁽⁵¹⁾。

2.3.3 配電部門

最後に、配電部門をみると、電力統制政策により、全国が4つの地域に分けられ、合併統合された。その4つの地域の電気会社は、京城電気株式会社、北鮮合同電気株式会社、西鮮合同電気株式会社、南鮮合同電気株式会社である。まず第1に、京城電気株式会社は、漢城と京畿道、江原道など中部地域に電力を供給し、仁川電気株式会社⁽⁵²⁾と合併し、1938年9月には水原電気株式会社、1939年3月には春川電気株式会社、そして1942年1月1日には金剛山電鉄と合併した。

第2に、北鮮合同電気株式会社は、咸鏡南北道を供給地域としており、咸鏡南道では1935年11月1日に咸南合同電気株式会社⁽⁵³⁾が中心となり、元山水力電気株式会社、北倉電灯株式会社、北鮮電力株式会社、咸南電気株式会社など4社と合併し、1936年10月に大興電気咸鏡支店、1937年10月に恵山鎮電気株式会社を統合する。一方、咸鏡北道では、第

(51) 李ボンヒ (2013) 「日帝強占期の配電事業」『電気設備』No.30 (7)、72頁～73頁を参照。

(52) この頃、日韓瓦斯電気株式会社の場合、発電施設の増設を急いでいたところだったため、仁川電気株式会社を買収し、仁川に1千kWの発電機を設置した。電力の一部を仁川地区に送電し、他はソウル特別市に送電することができれば、発電燃料であった日本炭の京仁間の運送費(炭価の約20%)が節約され、安い電気を供給することができるという利点があり、この売買交渉は急速に進められ、1912年6月11日に売買契約が締結された。韓国電力公社(1981)『韓国電力20年史』、35頁。

1 次城津電気が茂山電気株式会社と合併し、朝鮮電気株式会社、會寧電気株式会社、そして雄基電気株式会社など3社が統合し、1938年4月14日に北鮮合同電気を設立し、最終的に咸東電気株式会社と合併して統合した。

第3に、西鮮合同電気株式会社は、平安南北道、黃海道、そして京畿道を供給地域として電力供給をし、1933年12月6日に鎮南浦電気株式会社、朝鮮送電株式会社、沙里院電気株式会社、西鮮電気株式会社等が統合し発足した。その後、開城電気株式会社、江界電気株式会社、新義州電気株式会社、そして長淵電気株式会社を統合して1938年1月に平壤府営電気株式会社を引き受けた。

第4に、南鮮合同電気株式会社は、1937年4月10日に大興電気株式会社、朝鮮瓦斯電気株式会社、大田電気株式会社、木浦電灯株式会社、南朝鮮電気株式会社、天安電灯株式会社の6社が統合して発足し、慶尙南北道と全羅南北道、そして忠清道と濟州島、江原道の一部までの7つの道に電力供給をした。

このように、4地区に分けられ、朝鮮総督府の斡旋によって統合が進められたが。その過程は比較的円滑であった⁽⁵³⁾。

2.3.4 電力料金

この頃、電力料金はどのようなふうになっていたのか。それを確認する前に、表1-4で業種別の電力需要量をみると、化学工業は1934年の電力需要量が1,021,441kWhで、他の業種の電力需要量と比較して圧倒的に多いことがわかる。1934年の電力需要量は2,266,228kWh、1942年は3,272,843kWhとなっている。その割合は、1934年89%、1938年82%、1942年70%で化学工業に電力需要が集中しているといえる。

圧倒的に電力を多く使用している日本の企業である日室は、電力料金に関しては驚くほど安い電力料金を支払っていた。表1-5は、1942年度基準の韓日間の電力料金を比較したものであるが、韓国・北朝鮮の平均単価をみると、一番安い順に肥料工業0.53銭、化学工業0.62銭、カーバイド0.85銭、軽金属0.94銭、金属工業0.96銭、その他金属1.55銭となっている。一番高い平均単価であるその他金属1.55銭と一番安い平均単価である肥料工業

⁽⁵³⁾ 堀和生（1984）「植民地朝鮮の電力業と統制政策」『日本史研究会』（265）、11頁。

0.53 と比べると 3 倍程度安く電力を使っているといえる。また、一般部門の電力料金より工業部門の電力料金のほうがはるかに安いこともわかった。

これにより、韓国・北朝鮮の電力料金が日本より安いことと、とりわけ大量の電力を消費する肥料工業などの電力料金が他の業種より安いことは、豊富な水力発電を使うことにより日本の工業を発達させるという狙いがあったためと考えられる。日室による電力開発が盛んに進められたのは、このように安い価格で電力供給ができたためである。また、安い電力の大量供給は生産コストを大幅に値下げし、これにより、独占企業である日室に大きな利潤を補償する形となった。

表 1-4 業種別電力需要量

需要業種	1934 年度		1938 年度		1942 年度	
	契約 kW	使用量 kWh	契約 kW	使用量 kWh	契約 kW	使用量 kWh
化学工業	174,485	1,021,441	370,122	2,266,228	522,661	3,272,843
鉱業	12,688	32,068	60,892	216,635	112,180	468,062
食料品工業	20,627	26,158	40,714	60,312	72,247	88,652
金属工業	3,233	9,558	24,280	66,395	138,314	390,293
機械工業	3,604	6,512	8,293	15,010	29,689	50,758
製材工業	2,900	4,234	6,741	7,442	19,012	16,076
農水工業	4,464	3,137	5,988	5,419	9,356	13,494
紡績工業	1,817	2,555	12,605	48,850	26,589	62,976
窯業	1,899	2,480	6,196	15,557	17,556	60,157
その他	21,671	40,413	38,959	58,299	63,945	228,087
合計	247,388	1,148,556	574,790	2,760,147	1,011,549	4,651,398

出所：堀和生（1984）「植民地朝鮮の電力業と統制政策」『日本史研究会』（265）、21 頁。

表 1-5 電力料金の韓日間の比較（1942 年末基準）

（単位：銭）

業種別		平均単価		最低および最高契約料金	
		韓国・北朝鮮	日本	韓国・北朝鮮	日本
大量電力	金属工業	0.96	1.53		
	鉄鋼	1.17	1.83	0.50～1.20	0.85～2.55
	軽金属	0.94	1.03	0.50～1.10	0.58～1.65
	その他金属	1.55	1.83	1.55	
	化学工業	0.62	1.18		
	カーバイド	0.85	0.90	0.75～1.30	0.45～1.25
	肥料工業	0.53	1.10	0.53	1.13～2.00
	その他化学工業	1.09	1.43	1.00～1.20	0.70～2.40
一般電力	定額電灯	ソウル 50	東京 45	全国 50～85	全国 45～65
	従量電灯	13	14.3	13～22	13.7～15.3
	小口動力	4	6	4～6	5.4～8.4
	特約電力	2.04	2.16	—	—

出所：金景林（1990）「1930 年代の植民地朝鮮の電気事業」『史学研究』（42）、260 頁。

2.4 おわりに

1920 年代には電気会社の設立が急増し、その数は 60 社となった。当時は「一地域一事業」という原則下にあったため独占事業も可能であり、小規模の事業も可能だった。電気事業の特徴上、小規模の電気事業者は結果的には大資本に吸収、合併されたが、1930 年代電力統制政策の下で、各地域の電気会社の統合の主体となった点では重要な意味をもつ。

また、電力をより多く生産し集中的に配分し運営するため、「朝鮮電力管理令」が公布された。これに基づき、電力管理を実現のために、まず営業中であった既存の会社を統合し、国有である南北連絡送電幹線を現物出資し、親会社を設立し、設立された親会社が発送電会社の設備を買収または合併する方法で、全国の発送電設備を一元化させる計画が立てられ

た。

この政策により、各地方別の既存の電気会社が配電会社化され、統合が進められた。また、大規模な水力電源の開発が進められ、朝鮮全地域にわたった高圧送電網も建設され、これにより、日室の工業用電力の確保が可能となった。電力開発による電気事業は画期的な発達を遂げ、これにつれて化学工業も発達するようになる。言い換えれば、植民地の工業化を進めるため、水力発電所の開発が活発に行われたといえる。その中心にいた日室は安い電力料金で大量の電力を使用し、莫大な利潤を得たと思われる。それは、朝鮮総督府の庇護があったからこそ可能であったと考えられる。

第3節 1945年から1990年まで

3.1 解放後の電力事情

日本の植民地支配からの解放後、アメリカ軍は、電力施設を基幹産業体もしくは重要産業施設として位置づけ、接收し、アメリカ軍政庁の管理下に置くことにした。さらに、各電気会社にアメリカ人顧問官を派遣、駐在させ（1945年10月）、また韓国人を各電気会社の取締役社長として任命し、電気事業体の管理体制を整備した⁽⁵⁴⁾。

そして、アメリカ軍政庁は、1945年11月2日に「法律諸命令の存続に関する命令」を発令し、電気規制に関する法律を変える⁽⁵⁵⁾。さらに、1947年12月、在韓米軍司令官は「非常時電力委員会設置に関する件」を発令した。これにより電力の生産、配分などの全権は同委員会に付与された。つまり、アメリカ軍政庁が委員会を通じて、電力の生産配分と使用、電力使用の優先順位などを調整するようになったのである。しかし、この権限は後に韓国政府に移管され、電気会社は国有企業と位置づけられ、政府に直接管理、運営されるようにな

⁽⁵⁴⁾ 小林英夫・李光宰（2011）『朝鮮・韓国工業化と電力事業』つげ書房新社、179頁を参照。

⁽⁵⁵⁾ こうした中で、既存の電気法規の内、「朝鮮電気事業令」および「朝鮮電気管理令」は有効とされたが、日本の「国家総動員法」が母体となっていた「電力調整令」は失効するという結果となった。同上書、179頁～181頁。

った⁽⁵⁶⁾。つまり、朝鮮総督府により、電気事業会社の発電や送電（民営）、配電（国営）が、すべて国により運営されるようになったのである。

また、韓国と北朝鮮の間では政治的な対立が深化した。これにつれ浮上したのが、北部地域に編重していた水力発電所からの電気の送電が停止される、断電発生への憂慮であった。これに対し、「電力非常委員会」が開催され、全発電所をフル稼働し、各電気会社にアメリカ人指導者を配置し、各発電所間に直通電話やラジオを設置して断電時に迅速に非常対策を取るよう勧告した。さらに断電時は、大口需要者への電力供給を遮断し、その分を水力発電所の施設に回して水力発電量の増産に注力することが提案された⁽⁵⁷⁾。

表 1-6 5・14 断電直後のソウル特別市内の工場操業実態

	調査工場数	操業比率 (%)	日平均作 業時間	所要電力 (kW)	現受電平 均電力 (kW)	不足電力 (kW)	生産比率 (%)
中 区	9	80	6	3,827	2,832	995	50
種 路	10	30	4	834	770	64	40
東大門	10	11	2	1,139	77	1,062	15
西大門	10	—	—	1,109	—	1,109	—
城 東	8	35	5	5,386	244	5,142	35
麻 浦	13	27	6	1,130	249	881	25
龍 山	9	50	4	22,750	3,750	19,000	49
永登浦	12	10	4	14,470	3,515	10,955	15
合 計	81	243	31	50,645	11,437	39,208	229
平 均	—	30	4	—	22.6%	77.4%	28.6%

出所：韓国電力公社（1981）『韓国電力 20 年史』、118 頁。

⁽⁵⁶⁾ 小林英夫・李光宰（2011）『朝鮮・韓国工業化と電力事業』つげ書房新社、181 頁。

⁽⁵⁷⁾ 同上書、184 頁。

このような対策にも関わらず、1948年5月14日に断電⁽⁵⁸⁾が実際に起こった。北朝鮮側にほとんどが建設されていた水力発電所からの断電は、韓国の産業に甚大な影響を及ぼしたに違いない。所要電力量に対する不足電力量が77.4%になり、ソウル特別市内の工場では、生産稼働率が平均28.6%にまで落ち込んだ(表1-6)。

したがって、「電力非常委員会」は新たな対策として、

- ①断電前後の家庭用60W電球の使用禁止
- ②全国的な60W電球から30W電球への交換の実施
- ③サマータイムの実施
- ④電力の夜間、週末の利用奨励
- ⑤夜間外出禁止令の厳守
- ⑥氷や塩などの夏季産業の電力使用の優先権付与
- ⑦発電所用石炭を供給している炭鉱への電力使用の優先権付与
- ⑧大動力部門に対する優先配電などの節電措置や電力使用権に関する対策

などを講じた⁽⁵⁹⁾。韓国側も、米援助資金で1949年5月に竣工された木浦^{モツポ}重油発電所を稼働させ、「発電所経営体一元化」の対策を講じた⁽⁶⁰⁾。

しかし、これらの様々な対策は、1950年に勃発した朝鮮戦争により、水泡に帰することになる。韓国と北朝鮮の工業や電力産業は打撃を受け、1953年の休戦による韓国と北朝鮮の分断は、韓国側に電力供給不足という致命的な問題をもたらした。水力発電の設備の96%以上が北朝鮮にあり、韓国には1つの発電会社と2つの配電会社しかなかったため、深刻な電力難に陥ってしまったのである。

この問題を解決するため、1954年にアメリカのFOA(Foreign Operation Administration, 海外作戦局)の援助資金を受け、100,000kWの火力発電所の建設が決定された⁽⁶¹⁾。それに

⁽⁵⁸⁾ 解放当時の全国の発電設備は、水力1,586,153kW、火力136,500kWで合計1,722,653kWであり、この内、南韓(現在の韓国)の発電設備は、水力62,240kW、火力136,500kWで全体の発電設備の11.5%に過ぎない198,740kWであった。この状況の中、1948年北朝鮮は一方的に電力を中断してしまった。これが電力の歴史に記録されている5・14断電で、厳しい電力難を招き、国民の生活に莫大な打撃を与えた。

⁽⁵⁹⁾ 小林英夫・李光宰(2011)『朝鮮・韓国工業化と電力事業』つげ書房新社、184頁。

⁽⁶⁰⁾ 同上書、184頁。

⁽⁶¹⁾ 韓国電力公社(1981)『韓国電力20年史』、157頁を参照。

もかかわらず、さらなる電力設備の拡充の必要性が浮上してきた⁽⁶²⁾。

その対策として策定されたのが「長期電源開発計画」であった。具体的には、①1961年の寧越^{ヨンウォル}発電所の改補修、②1962年の群山^{グンサン}火力発電所の設置と③釜山^{プサン}火力発電所の完工、④1963年の群山^{グンサン}発電所 2号機の設置と⑤忠州^{チュンジュウ}火力発電所の完工であり、これで合計 8万 kW の電力の増設を計画していた⁽⁶³⁾。しかし、この長期電源開発計画は円滑に進められなかった。その理由は、アメリカ政府からの援助計画への政策変化などで、計画が縮小され続けていったからである⁽⁶⁴⁾。例えば、①の寧越^{ヨンウォル}発電所の改補修および忠州^{チュンジュウ}火力発電所建設の計画が、資金不足で工事中止を余儀なくされたことや、②と③の群山^{グンサン}・釜山^{プサン}火力発電所の建設計画における建設資金として、割当て予定の予算が計画の施工案から外されたことなどで資金不足に直面することになったために、電源開発を進められなかった。その結果、深刻な電力不足になり、韓国政府は電力制限制度を実施するようになる⁽⁶⁵⁾。

すなわち、解放後の韓国の電力の電源開発計画は、アメリカの無償援助により、推進できたものの、1950年代末には資金不足の問題に直面し、進展させることができなかったのである。

同時期、電気事業の改編また電気事業の統合の問題が台頭するようになる。その経緯をみると、①低い稼働率、②過剰な電力損失、③低い労働生産性、④収支の不均衡、⑤賃金事情の悪化、⑥電気料金の策定問題⁽⁶⁶⁾、⑦配電会社の附帯事業の赤字運営などが挙げられる⁽⁶⁷⁾。電気事業の改編論の中で、電気会社 3社⁽⁶⁸⁾を民営化する案と、発電会社と配電会社に分離し、2元化の体系で運営する案、また電気会社の 3社を統合する案が挙げられた。その中で電気会社 3社を統合して運営する案に意見が一致し、李承晩^{イスンマン}の政権（1948年 7月 24日～

(62) 小林英夫・李光宰（2011）『朝鮮・韓国工業化と電力事業』つげ書房新社、256頁。

(63) 韓国電力公社（1981）『韓国電力 20年史』、171頁を参照。

(64) 小林英夫・李光宰（2011）『朝鮮・韓国工業化と電力事業』つげ書房新社、257頁。

(65) 韓国電力公社（1981）『韓国電力 20年史』、188頁～189頁を参照。

(66) 当時、減価償却費などが極めて低い水準であった。電気事業が設備産業であることを考えると、減価償却費の比重はかなり高い。しかし、韓国は 1%以下であり、アメリカの 12%と比べると低い状況であった。韓国電力公社（1981）『韓国電力 20年史』、201頁。

(67) 同上書、197頁～201頁。

(68) 電気会社 3社は、朝鮮電業（株）、京城電気（株）、南鮮電気（株）である。

1960年4月26日)の時、電気事業統合委員会が設置され、統合が推進されていたが、国会と各界の論難にぶつかって留保となってしまった。その後、この問題に対する議論は、^{ユンボンソ}尹潽善の政権(1960年8月12日～1962年3月22日)の国务会議(1960年11月)の時にも、再び取り上げられるが、5・16軍事革命⁽⁶⁹⁾により、再び中断されたのである。

5・16軍事革命により中断された電気会社3社の統合の議論は、1961年6月8日に、商工部に電気3社の統合設立準備委員会が設立されることにより、ついに3社統合の達成という成果を上げる。それが、1961年7月1日に創立された韓国電力株式会社(Korea Electric Company、以下KECO)である。KECOは、1982年1月1日に国有化され、韓国電力公社(Korea Electric Power Corporation、以下KEPCO)⁽⁷⁰⁾となった。

1962年の経済開発計画以降、本格的な経済成長が始まったが、電力需要も経済成長率を上回る勢いで増加していった。韓国の経済開発5ヵ年計画⁽⁷¹⁾に合わせ、本格的な電源開発が推進された。「第1次電源開発5ヵ年計画」(1962年～1966年)の具体的な内容は、電力・石炭のエネルギー源を確保し、基幹産業を拡充すること、社会間接資本を充実させて経済開発を図ることであった。供給設備の目標は、60万7,000kWであったが、実際には、43万2,100kWの供給力を増加した⁽⁷²⁾。

「第2次電源開発5ヵ年計画」(1967年～1971年)では、食糧支給化と林業、化学・鉄鋼・機械工業の拡充による産業の高度化、7億ドルの輸出、雇用拡大、国民所得増大、科学技術の振興、技術水準と生産性の向上を目標とされた。最大需要が177万7,000kWであったが、予備電力が64万1,000kW確保できた。これは発電設備の増設によるものであるといえる⁽⁷³⁾。

⁽⁶⁹⁾ 1961年5月16日に朴正熙などが軍事革命委員会の名の下、起こした軍事クーデター。

⁽⁷⁰⁾ KEPCOの誕生には、①電力需要の急激な増加に応じて電力設備拡充に必要な財源の円滑な調達、②民家株主に対する配当負担の削減、③電力事業の財務構造の改善という政府の意図が働いていた。

⁽⁷¹⁾ 5.16軍事革命の後、1962年1月13日「第1次経済開発5ヵ年計画」が発表され、その後1997年までに5回の「経済開発の5ヵ年計画」が発表された。主な目的は、国の経済の発展であった。

⁽⁷²⁾ 韓国電力公社(1981)『韓国電力20年史』、218頁。

⁽⁷³⁾ 1966年末の電力設備は76万9,485kWであったが、5年で262万8,045kWと3.4倍までに増加した。同上書、231頁。

重化学工業化を推進し、安定的な均衡を維持した「第3次電源開発5ヵ年計画」（1972年～1976年）は、「第2次電源開発5ヵ年計画」の延長線上にあった。

「第4次電源開発5ヵ年計画」（1977年～1981年）では、自力成長の構造を確立と、社会開発と技術革新による能率の向上が目標とされ、多数基の大容量の原子力・火力発電所などが活発に建設された。1978年4月には、古里原子力発電所（58万7,000kW）の1号機が完工し始動するようになった⁽⁷⁴⁾。この期間の大きな特徴は、従来の発電所の建設機資材はほとんど外国から輸入したものであったが、技術の開発により、国内生産が可能になり、40%から45%の国産機資材を使うことができたことである。

「第5次経済開発5ヵ年計画」の電源開発事業では、発電設備が1986年に総設備容量1,806万83kWを確保し、過度の剰余電力をもたらした。経済開発5ヵ年計画に従って、電源開発は続いたが、1997年のIMF経済危機の影響を受け、1998年に計画は廃止された。

3.2 民営電力会社の設立

3.2.1 民営電力会社の建設の背景⁽⁷⁵⁾

1967年から1968年の間に民間電力会社が相次いで出現するようになった。群山火力発電所の竣工の遅延と共に1967年の深刻な日照りで、湖南地方の七寶、雲岩、寶城江発電所などが年初から運休するようになり、さらなる日照りなどにより、漢江系水力発電所も発電制限が行われた。反面、電力の需要は、第1次経済開発5ヵ年計画遂行の成功と、第2次経済開発5ヵ年計画の順調な進捗により急増した。そのため、1967年6月下旬、第1次送電制限措置が実施されるようになり、同じ年の9月からは送電制限の長期化、慢性化が予見されるなど電力需給の状況は深刻な様相を呈していた。

このような厳しい状況の克服に向けて、1967年8月、6万kWのガスタービンが緊急導入、稼働された一方、火力発電所のオーバーホール工事も停止状態のまま、全発電能力が最大稼働されるまでに至った。また、政府の方針にしたがって自家発電機の免税導入と共に補

⁽⁷⁴⁾ 韓国電力公社（1981）『韓国電力20年史』、248頁。

⁽⁷⁵⁾ 同上書、1381頁～1383頁を参照。

償率引上げによる 24 時間稼働も進められ、鉄道用ディーゼル機関車を発電用として使用するなど発電力増強に力が注がれると共に、節電運動が国民全体に展開されるようになった。政府は、このような背景により、電源開発事業を韓国電力だけに依存するのは不安であると考え、1967 年 12 月 13 日、民間の電力会社の建設を積極的に支援するという方針を公表するようになる。

政府は、1967 年 12 月、セメント業界が中心になって建設した東海電力株式会社⁽⁷⁶⁾に対して電気事業法による事業許可を事前認可し、まず会社を発足させる一方、1968 年 2 月 20 日に発電事業部門に限り、事業許可を与えた。これにより、東海電力株式会社は 20 万 kW の発電機 2 基を西ドイツの Siemens 社から購入することを決め、契約を締結し蔚山^{ウルサン}に建設を急いだ。

同じごろ、経済科学審議会議は、1967 年下半年以降の電力需要を再検討し、第 2 次経済開発計画の最終年度である 1971 年末の最大の電力需要を 300 万 7600kW にする韓国電力株式会社の電源開発計画を確定した。

このように、電力不足を背景に設立を許可された会社は、送配電事業を排除した発電だけが目的で、それは電力を韓国電力株式会社に売買することを前提としたからであった。建設地点もやはり地域的な需給均衡を考慮していなかったため、韓国電力株式会社自体の発電所の建設地点と重複する事態も発生した。

したがって、売買電力量と単価の決定、需給地点、送電線連結など電力需給の契約上の様々な問題点を抱えて出発した民間の電力会社は、様々な面で韓国電力株式会社との紛争の素地をもつようになる。

3.2.2 民間の電力会社の認可による問題点

電源開発事業に民間企業が参与した後、いろいろな問題が提起された。第 1 に、1968 年の電力需要の想定時に比べ、その需要が著しく鈍化したことである。需要の鈍化による予備率は国際適正率（14～20%）をはるかに上回るようになり、1972 年度には予備率が 49.4%

⁽⁷⁶⁾ 民間の電力会社の中、最初に許可を得た会社。

に至ると予想され、過剰な設備投資が深刻な問題として浮上した⁽⁷⁷⁾。

第 2 に、民間電力会社の建設費が当初の予想と異なり、韓国電力株式会社を上回る額となり、発電原価が高くなったことがある。韓国電力株式会社のソウル火力発電所 5 号機 (25 万 kW) が \$ 144.38/kW、嶺南^{ヨンナム}火力発電所 2 号機 (20 万 kW) が \$ 135.07/kW、そして嶺南^{ヨンナム}火力発電所 1 号機 (20 万 kW) が \$ 141.15/kW であったのに比べ、東海^{ドンヘ}火力発電所 1、2 号機 (それぞれ 22 万 kW) は \$ 158.94/kW、東海^{ドンヘ}火力発電所 3 号機 (22 万 kW) は \$ 147.68/kW、京仁^{キョンイン}火力発電所 (15.8 万 kW×2) は \$ 199.39/kW、そして湖南^{ホナム}火力発電所 (30 万 kW×2) は \$ 130.59/kW となり、単位容量が大きい湖南^{ホナム}火力発電所を除外した全民間発電会社の建設単価が、韓国電力株式会社より顕著に高かったことがわかった⁽⁷⁸⁾。

第 3 に、民間会社の受電により、韓国電力株式会社の負担が重くなったことが挙げられる。民間会社の受電時に韓国電力株式会社が払わなければならない固定費は、1971 年から 1976 年の 6 カ年の間で、約 1,027 億ウォンで、韓国電力株式会社の基準 (579 億ウォン) と比べると、過重負担であった。これは、韓国電力株式会社の投資報酬率が 7.5% であったのに比べ、民間電力会社は 11.5% であり、法人税率の場合も韓国電力会社の 27.5% と比べ、民間の電力会社は 49.5% と、あまりにも差が大きかったためである⁽⁷⁹⁾。

このような問題点により、民間電力会社の業務を韓国電力株式会社に移管して運営する方が固定費の負担も少なくなり、政府の過重な財政の支援も減らすことができると判断されるようになる。したがって、1971 年 10 月 22 日、民間電力会社に対し移管の原則が樹立され、東海電力株式会社をはじめとして、民間電力会社の業務を韓国電力株式会社が引き継ぐようになった。

3.3 おわりに

韓国と北朝鮮の政治的な対立の深化により、電力需給の問題が台頭した。これは、5・14 断電の形で、また朝鮮戦争による韓国と北朝鮮の分断の形で、水力発電所が集中していた北

⁽⁷⁷⁾ 韓国電力公社 (1981) 『韓国電力 20 年史』、1392 頁。

⁽⁷⁸⁾ 同上書、1392 頁～1393 頁。

⁽⁷⁹⁾ 同上書、1393 頁。

朝鮮より、韓国側が深刻な電力難に陥ってしまう結果となった。

電力難を解消する唯一の方法は、発電所の建設であった。韓国はアメリカの無償援助により、電力開発を推進することができたが、1950年代末、資金不足の問題に直面することにより、開発は停滞を余儀なくされた。

同時期、電気事業の改編か統合かの問題が浮上するようになる。電気事業の改編ではなく統合を目指した韓国は、電気会社3社を統合し、韓国電力株式会社を創立する。これが後ほど韓国電力公社に生まれ変わることになる。

このように、電気会社の統合により政府の傘下で電力産業が運営されるようになったにもかかわらず、政府が民間電力会社を参与させたことは、正しい方策ではなかったかもしれない。民間電力会社は送配電設備が整備されておらず、発電した電力の販売だけが目的であった。需要の著しい鈍化や発電原価の高騰、サービスの低下など様々な問題が起こり、結果的に、民間電力会社の業務を韓国電力株式会社に移管して運営すれば、過重な財政の支援を減らすことができると判断されるようになり、韓国電力株式会社がその業務を引き継ぐようになる。

電力産業の民営化問題に対しては更なる考察が必要であると考えため、第2章で詳しく述べる。

第4節 1990年から現在まで

安定した十分な電力供給はかつて、そして現在も大掛かりな工業化計画に着手する新興国にとって最も重要な条件である。韓国中の電力供給を担ってきた独占企業である KEPCO は、韓国の急速な工業化を支えてきた。KEPCO 誕生後の 1990 年代に入ると公営企業に対する規制緩和が開始された。

しかし、韓国政府は民間部門の加速的成長に伴い、多くの公営企業の民営化を主導した。電気通信や電力の様なネットワーク産業の民営化については世論の意見が分かれたが、多くの人々は、これらの普遍的なサービスの供給には適切な仕組みがなければならない、そしてそのためには公営企業の下での調整された運営が不可欠であると主張した。その一方で、他国の経済圏はネットワーク産業の構造改革を行い競争へと移行していった。研究機関や

大学の研究者達は、韓国政府にこの流れに従い改革を主導するよう忠告した。

世界の流れに従い、韓国の政府は1995年11月に「民間資本発電事業・基本計画」を発表した。この計画に従い、2001年6月からKEPCOに売電する独立系発電事業者（IPP: Independent Power Producer、以下IPP）⁽⁸⁰⁾が発電部門への参入を開始した。

また、1997年にはアジア通貨危機が発生し、韓国も1998年に経済危機に陥ったが、1998年2月には、アジア通貨危機を克服するため、金融、企業、公共部門、労働の4部門を対象に構造改革を進めた。電力部門についてもKEPCOの分割・民営化が検討されることになった。

韓国政府はKEPCOの株の49パーセントを、民間資本の導入を目的として、一般向けに売却することを決定した。政府はなおKEPCO総株数の51パーセントを保有している。また新規投資のごく一部は、KEPCOとの長期電力購買契約のもとで、独立した発電所の形で民間の発電会社に割り当てられた。

その結果、2001年4月にKEPCOは電力構造改編を行った。構造改編では、発送配電部門が分割され、卸電力市場が創設される形となった。まずKEPCOの発電部門は6社に分割された。具体的には、水力・原子力発電会社（Korea Hydro & Nuclear Power Co.: KHNP）1社と火力発電所5社であり、火力発電所の5社は、南東発電会社（KOSEP: Korea South-East Power Co.）、中部発電会社（KOMIPO: Korea Midland Power Co.）、東西発電会社（KEWESPO: Korea East-West Power CO.）、西部発電会社（KOWEPCO: Korea West Power Co.）、南部発電会社（KOSPO: Korea Southern Power Co.）である。

また、同じ日に電力の取引を担当する韓国電力取引所（KPX: Korea Power Exchange、以下KPX⁽⁸¹⁾）も設置された。これは民間資本の投資を誘導すると共に、電力自由化による電力事業者の競争によるサービス向上や消費者の選択肢の増加をもたらすための一歩であった。

⁽⁸⁰⁾ 独立系発電事業者（IPP: Independent Power Producer）：2001年6月にLGグループの発電所が開業して以来、POSCOグループやHanwhaグループなどが相次いで発電部門に参入し、2011年末までに合計6社が発電事業を行っている。

⁽⁸¹⁾ 現在、電力取引所では、変動費反映市場として運営されている。この変動費反映市場（CBP: Cost Based Pool）では、石炭火力、原子力発電機の基底発電機と一般発電機に区分して、運営されている。市場価格は、限界価格（BLMP/SMP）と容量価格で構成されており、容量価格は時間帯別に供給可能な容量を入札した発電機に対して、時間帯別、季節別に定められた価格である。

さらに、韓国電力委員会（KEC: Korea Electricity Commission）により、円滑な競争市場への移行や市場機能の確保を目的として、規制・競争政策委員会、競争計画委員会、市場運営委員会、系統運営委員会および消費者保護委員会が設置されている。

この分割により、KEPCO は発電部門を除外した送電、配電および小売事業を担当することとなったが、この配電部門の改革は、KEPCO の労働組合の強い反対を受け中断することとなり、2004 年 6 月、配電部門の分割および小売市場の創設が中止された。

最初の改革案は 3 段階から成っていた。第 1 段階は、競争卸売市場の構築を開始するために KEPCO の発電部門を売却すること、第 2 段階は、卸売市場を完成させるために KEPCO の配電部門を売却すること、第 3 段階は競争小売市場の構築をすることであった。これらの第 3 段階は 2009 年までの完了を計画していた。

このように電力自由化が進めば、従来自然独占とされてきた電気事業において市場参入規制が緩和され、市場競争の導入により電力事業者の競争によるサービス向上や消費者の選択肢の増加をもたらすことになるはずであった。しかし、実際は競争によるサービス向上どころか、電力不足によるブラックアウトの発生や、発送電分離後の労働条件の悪化に耐えられず自殺者が多発するなどの深刻な状況が引き起こされた。

さまざまな問題が起こる韓国の電力産業を顧みると、事実上、電力自由化の必要性があったのか疑問視される。むしろこれにより、ブラックアウトやサービスの質の低下、労働者に対する悪影響など、マイナスの影響をもたらす結果となったと言えるのではないだろうか。

韓国政府は、2002 年から 6 度にわたり「電力需給基本計画⁽⁸²⁾」を発表している。この計画は、国民経済の健全な発展に必要なエネルギーの需給安定、エネルギー消費による環境破壊要因の最小化、エネルギー利用の合理化およびエネルギー技術開発促進のため、各種エネルギー関連計画の方向性を示すものである。また、発電所の建設など長期的な電力需給は、政府の電力需給基本計画により行われ、電気事業法に依拠し、産業通商資源部は電力需給安定のため、2 年ごとに電力需給基本計画を樹立している。その計画は第 1 次から第 6 次まで

⁽⁸²⁾ 第 1 次電力需給基本計画（2002 年～2015 年）は 2002 年 8 月 17 日、第 2 次電力需給基本計画（2004 年～2017 年）は 2004 年 12 月 29 日、第 3 次電力需給基本計画（2006 年～2020 年）は 2006 年 12 月 12 日、第 4 次電力需給基本計画（2008 年～2022 年）は 2008 年 12 月 29 日、第 5 次電力需給基本計画（2010 年～2024 年）は 2010 年 12 月 29 日、第 6 次電力需給基本計画（2013 年～2027 年）は 2013 年 2 月 25 日にそれぞれ発表された。

発表されており、この内、「第6次電力需給基本計画（2013年～2027年）」の主な内容をみると、①経済成長、人口、産業構造の展望、長期の気象予報などを加えて需要予測の誤差を最小化し、2027年までに、最大電力を12%まで減縮すること、②需給不安を解消し安定的な電力予備率を確保するため、22%の設備予備率を確保すること、③原子力発電所の新規建設は、2017年まで留保し、再生エネルギーは2027年までに発電量12%を目標にすることと、④発電所の建設評価から、地域と系統与件の評価を強化し、発電所の竣工の遅延・取消などによる供給不足を最小限に留めることである。

しかし、これらの「電力需給基本計画」の電力需要に対する予測誤差による電力需給への支障は、近年のブラックアウトの発生に大きな損失をもたらす結果となった。表1-7は、電力需給基本計画別の需要予測の誤差率である。その内、第1次電力需給基本計画の平均予測誤差率をみると8.6%であり、2010年、2011年、2012年は予測誤差率が10%を上回っていることがわかる。第2次電力需給基本計画でも平均予測誤差率は9.6%、第3次電力需給基本計画では5.5%となった。

これに関しては、全（2013）⁽⁸³⁾によれば、現在までの電力需給基本計画に対して実際の需要が予測需要を大きく上回ったことで、特に中長期の場合、10%内外の予測誤差が発生したという。また第5次計画以降、電力需要の予測誤差が縮小しているが、これは最近の電力需給の不安による節電など的人為的な電力需要の抑制の要因が大きくなったため、需要予測の正確度が結果的に引き上げられたものといえるかもしれない。

このように、2年ごとに電力需給に関する計画を発表していても、電力需給の予測が過小推定となってしまうことが、電力不足という結果をもたらすと共に、ブラックアウトの発生により産業体およびKEPCOにも大きな損失を与えることになっている。これらの問題を解消するため、韓国電力産業の構造的な問題をもう一度検討する必要があると考えられる。

これらの問題の発端であるともいえる電力自由化については第2章で詳しく述べたい。

⁽⁸³⁾ 全スヨン（2013）「電力価格体系の問題点と改善法案」、国会予算政策処、20頁を参照。

表 1-7 電力需給基本計画別の需要予測の誤差率

年度	最大需要実績(夏季)	1次計画		2次計画		3次計画		4次計画		5次計画	
		目標	予測誤差率	目標	予測誤差率	目標	予測誤差率	目標	予測誤差率	目標	予測誤差率
2003	47,385	48,124	1.6	—	—	—	—	—	—	—	—
2004	51,264	50,193	2.1	—	—	—	—	—	—	—	—
2005	54,631	51,859	5.1	52,936	3.1	—	—	—	—	—	—
2006	58,994	53,743	8.9	54,618	7.4	—	—	—	—	—	—
2007	62,285	55,457	11	56,260	9.7	59,678	4.2	—	—	—	—
2008	62,794	57,124	9	57,847	7.9	61,382	2.2	—	—	—	—
2009	63,212	58,933	6.8	59,278	6.2	62,987	0.4	67,226	6.4	—	—
2010	69,886	60,624	13.3	60,643	13.2	64,605	7.6	69,455	0.6	—	—
2011	72,194	62,197	13.8	61,928	14.2	65,944	8.7	71,324	1.2	72,620	0.6
2012	74,291	63,732	14.2	63,148	15	67,120	9.7	72,958	1.8	74,414	0.2
平均	—	—	8.6	—	9.6	—	5.5	—	2.5	—	0.4

出所：産業通商資源部、全スヨン（2013）「電力価格体系の問題点と改善法案」、20頁。

第2章 電力自由化

電力産業には規模の経済があると考えられてきたため、電力会社には公企業として独占産業のシステムが認められてきた。しかし、技術の進歩により安く発電ができ、また電力需要の増加により電力市場の規模が大きくなったため、発電部門においては規模の経済がなくなったと言われる。このような電力市場を分割し競争原理を導入しようとする動きは、1990年のイギリスの中央電力公社の分離により、世界的に進むことになった。世界の潮流となった公企業の所有権および経営権の民間企業への移譲という大きな変化は、韓国にも大きな影響を与えた。

そもそも電力自由化は、電力産業に市場競争を導入することで独占事業を廃止し、電力会社の市場へ及ぼす影響を制限することが目的であり、それにより安定的な電力供給およびサービスの質の向上が期待できると思われた。また安定的な電力供給と電力産業の効率性の向上により、安定した電力供給、さらに競争による電気料金の低下も期待されていた。

この章では、電力自由化の概念について確認してみる。第1節においては電力自由化、第2節では公正報酬率制度とコンテストابل・マーケット (Contestable Market) について述べる。

第1節 電力自由化

1.1 電力自由化の目的と類型

そもそも電力自由化の目的は何なのかといえば、まずは発電コストを引き下げることが挙げられる。独占構造の電力システムを競争システムに変え、電力会社の活発な競争が行われるようにすることである。このような電力会社のコスト競争により、需要家は安い料金で電力の供給が受けられる。次に、需要側が電力会社を選べるよう選択肢を増やすことおよび企業側が電力市場へ参入する機会を拡大することである。需要者の様々なニーズに合わせ、

需要者に選択肢を提供することである。最後に、安定的な電力供給のための発電所の開発およびサービスの質の向上である。

高橋（2011）も電力自由化の大きな目的として、電気料金の低減を挙げている。独占下では、政府の価格規制は総括原価方式であるため、コスト削減のインセンティブに乏しい反面、競争下では自社の利益と存続に直結するので、無駄な供給設備は廃棄され、過剰品質は消し取られ、供給は需要に適切につり合う。また、自由化により市場が大きくなる結果、電力システム全体が安定的になり、効果的な資源配分が実現することになる。これにより不要な供給設備が廃棄されて供給コストが低減するので、結果的には電力料金の低減につながる⁽⁸⁴⁾。

しかし、電力自由化といっても根こそぎ自由化するのではなく電力産業においては発電部門を分離することは望ましいが、送・配電部門においては独占構造であるべきである。これは「送・配電網はボトルネック設備であり、二重投資は避けるべきだからである」⁽⁸⁵⁾。

このような目的をもつ電力自由化は経済にどの程度影響を及ぼすのか。電力自由化の経済的效果について、伊藤（2012）は、①競争効果、②需給平準化にともなう費用削減効果、③電源立地および電源構成の効率化効果があるとし、次のように説明している。「まず、今まで独占であった発電部門を競争させることによって発電コストを低下させることができる。次に、①独占であった発電部門と小売部門での競争が促され、電力価格が引き下げられる（競争効果）。また②需給関係に基づいたスポット価格が求められることにより、ピーク時の電力価格は高く、オフピーク時の電力価格は低くなる（需給平準化にともなう費用削減効果）。これにより、ピーク時の電力需要は低下し、オフピーク時の電力需要は高まり、電力需要が平準化されることで、ピーク時需要に対応するために必要とされる発電設備、送電設備の一部は不要となり、発電・送電費用の削減を通じて電力価格の低下をもたらす。さらに③地域ごとの送電価格が需給を反映して決まることにより、電力の需給者価格は供給超過地域で低くなり、需要超過地域では高くなる（電源立地および電源構成の効率化効果）。このことは電力需要者には供給超過地域に事業拠点を移転するインセンティブを、電力供給者には電力需要超過地域に発電設備を建設するインセンティブを与える。さらに、限界費用が高く全国一律の電力料金の下では事業化することのできない発電方式であっても、地域ごとに送電価格が異なれば、需要超過地域では事業化することが可能となることもある。

⁽⁸⁴⁾ 高橋洋（2011）『電力自由化』日本経済新聞出版社、73頁～75頁に詳しい。

⁽⁸⁵⁾ 同上書、79頁。

これらはどれも社会全体として効率性を高める」⁽⁸⁶⁾のである。

従来の電力産業は、発電、送電、配電を一貫したシステムで行う垂直統合であったが、自由化政策により垂直分離(アンバンドリング)⁽⁸⁷⁾というシステムを導入するようになった。具体的には発電部門の自由化、小売の自由化、そして送・配電の自由化である。すなわち既存の電力会社の発電部門と送電部門を切り離すことで競争的な環境を作ることであり、電力卸売市場を整備することである。

橘川(2004)は、「電力自由化が、需要家や新規参入者だけではなく、既存の電力会社にとっても、大きなメリットとなることである。電力会社にとってのメリットは、経営の自由度が拡大する点に求めることができる。電力自由化が進めば、電力会社は、自主的判断より需要家と契約を締結できるようになる。料金メニューを豊富化し、顧客ニーズに対応したオーダーメイド型サービスを提供することも可能になる。利益処分に関する選択肢も広がり、料金引下げか内部留保かを戦略的に選択できるようになる。設備形成についても多様な選択肢が生まれ、投資リスクのハンドリングの幅が広がる。さらに、兼業規制の廃止によって、事業多角化が可能となり、経営資源を有効活用できるようになる」⁽⁸⁸⁾と主張している。

このような電力自由化は、新規参入により、発電や小売供給の市場競争が活性化することで、企業側にとっては、新たなビジネスチャンスとなり、需要家側にとっては安く電力の供給を受けられるというメリットがある。

一方で、八田・田中(2004)は、「電力市場における競争によって、効率的な電力取引がなされていくためには、市場支配力の問題を克服することが重要である。市場支配力が実際にある程度存在するからといって、自由化のベネフィットが消滅するわけではない。しかしながら、電力という財の特殊性、とくに需要の価格弾力性が極めて小さいことが、市場支配力の行使を容易にするため、需要家が自由化の恩恵を享受できない事態になる可能性は決して小さくない。市場支配力の問題は、電力自由化を進めていくにあたり、慎重に検討されるべき問題である」⁽⁸⁹⁾と指摘している。さらに橘川(2011)は、発送電設備の間の均等な

⁽⁸⁶⁾ 伊藤穰(2012)「電力自由化の効果と諸外国の動向—イギリス、アメリカ、北欧モデルの考察—」横浜商大論集 46(1)、120頁。

⁽⁸⁷⁾ 送電分離の運営について、公平性・透明性を確保するため、送電部門を分離することである。

⁽⁸⁸⁾ 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、536頁。

⁽⁸⁹⁾ 八田達人・田中誠(2004)『電力自由化の経済学』東洋経済新報社、61頁。

投資が行いにくいという点も指摘する。例えば、「発電と送電を分離すれば、利益をあげやすい発電の投資は進むかもしれないが、逆に、利益を出しにくい送電については投資が遅れることになりかねない。発送電分離が進んだアメリカ・カリフォルニア州で、2000年から2001年にかけて発生した電力危機では、送電網への投資の遅れが問題の根本にあったといわれている」⁽⁹⁰⁾といった発送電分離のデメリットもある。

このような発送電分離ではまず、組織形態の選択と機能の選択をいかに行うかが課題である。組織形態の選択は、欧米では所有権分離が、アメリカでは法的分離が選択される。4つの類型が存在するが、それも国によって異なる。発送電分離の類型は以下の通りである。

第1に、会計分離（accounting separation）類型で、同じ垂直統合化型発送電会社の発電事業・送電事業に係る会計を分離する類型である。これは、内部補助を禁止するため、既存電力会社の発電・送電の部分毎に財務諸表を作成する。また、電気事業者は会計報告書を作成するため、資産と負債、費用と収益の繰入規則を明確にしなければならない。これにより託送料金の算定をある程度透明化できる。

第2に、法的分離（functional Separation）類型で、会計分離に加え、卸電力を売買する際に他の事業者と同じ送電系統情報に依存すること、そして卸電力販売に関連する従業員と送電部門の従業員を分離する。但し、資本関係は認められている。ISO（Independent System Operator、独立系統運用事業者、以下ISO）は垂直統合分離の一形態であり、系統の所有権は既存の電気事業に残したままで、系統運用という管理分野を法的に分離する方法である。

第3に、機能分離（legal unbundling）類型である。これは系統運用の中立性・公平性を確保するため、発電・送電部門の情報を遮断する。すなわち送電系統の運用の投資を行う主体が、発電その他部門から法的に独立した事業主体となる。

第4に、所有権分離（divestiture or ownership separation）類型である。発電と送電を法的に区分された、異なった経営または運用を行う事業者に分離し、かつ両者の間に共通の重大な所有関係がないこと、資本関係も認められない。すなわち資本関係はその他の事業部門から独立していることが求められている。

また、電力自由化の代表的なモデルは、プール・モデル（pool model）と相対取引モデル（bilateral trading model）が挙げられる。プール・モデルの代表例としてはアメリカのPJM

⁽⁹⁰⁾ 橘川武郎（2011）「発送電分離をめぐる議論の検証」『都市問題』102（10）、32頁。

(Pennsylvania-New Jersey-Maryland、以下 PJM⁽⁹¹⁾) が、また相対取引モデルの代表例としてはイギリスが挙げられる⁽⁹²⁾。

プール・モデルは、スポット市場での取引と、混雑管理を同時に行う。前日市場での入札、それもリアルタイム市場⁽⁹³⁾で行われる ISO を前提としており、決済も限界価格で行われる。プール・モデルの大きなメリットは、効率的な混雑管理が可能となることであり、それにより最小コストでシステム運用が可能となる。また、インセンティブを付与するというメリットもある。一方、問題点として混雑管理の複雑化や競争的価格の実現に関しては確認できていない。市場支配力の行使に対しては弱いという観点もある。

相対取引モデルは、スポット市場と系統運用が分離されており、混雑管理の時は系統管理者により調整入札で行われる。したがって、市場参加者の望むコストを提示することも可能である。

表 2-1 は、主要国の電力産業の構造改編の共通点と相違点（2008 年基準）である。発電部門においては競争導入方式が 2 つであり、分割・分離方式と新規参入方式であった。分割・分離方式を選んだ国はイギリス、オーストラリア、アメリカ（カリフォルニア州）、フランスであり、新規参入方式を選んだ国は日本、アメリカ（PJM）であった。販売部門においては、競争を導入し消費者に選択権を付与した国はイギリス、フランス、オーストラリアであった。送・配電運営においては、独立的運営（分離）が共通で、分離の方式（会計・法的・所有権分離など）は国によって異なった。イギリスの場合は、所有権分離の方式を選んだ。系統運営は、アメリカと日本は ISO、イギリスとフランスは TSO (Transmission System Operator、統合型、以下 TSO) であった。市場運営方式は契約市場の運用という共通点があり、相違点としては自由プールで運営するか強制プールで運用するかであった。

自由プールで運営した国はアメリカ、日本、ドイツ、フランス、Nord pool⁽⁹⁴⁾（国際卸電

⁽⁹¹⁾ PJM とは、Pennsylvania, New Jersey, Maryland の 3 州の頭文字をとった略称である。供給地域は、ペンシルバニア州、ニュージャージー州、メリーランド州、デラウェア州、バージニア州、ワシントン D.C. にまたがっており、北米最大の電力市場を形成している。

⁽⁹²⁾ 矢島正之（2004）『電力改革再考』東洋経済新報社、1 頁～2 頁。

⁽⁹³⁾ ISO は、発電時間帯直前に電力を調達するため、リアルタイム市場を持っている。

⁽⁹⁴⁾ Nord Pool は多国間共通電力市場であり、北欧 4 ヶ国（ノルウェー、スウェーデン、フィンランド、デンマーク）で活発な電力の取引が行われている。

力市場)国、NETA (New Electricity Trading Arrangements、新電力取引制度、以下 NETA⁽⁹⁵⁾) 以降のイギリスであり、強制プール⁽⁹⁶⁾の運用方式を選んだ国はオーストラリア、NETA 以前のイギリスであった。これを管理するため、ノードル・プライス (Nodal Pricing) ⁽⁹⁷⁾の導入や FTR (金融的送電権) 市場の設立、また LSE (Load Serving Entity、負荷供給事業体) ⁽⁹⁸⁾に発電設備容量確保義務を課したことなどが大きな特徴である⁽⁹⁹⁾。

一般的に電力自由化が成功した体表的な例としては、イギリスあるいはアメリカの PJM が挙げられるが、アメリカのカリフォルニア州は代表的な失敗例として挙げられている。

1.2.では電力自由化の事例としてイギリスとアメリカについて具体的に確認する。

⁽⁹⁵⁾ NETA では、発電会社と配電会社等は長期契約を結び、プールを通すことなく電力売買できるようになった。

⁽⁹⁶⁾ 卸売市場の形態は、すべての電力を卸売市場を通じて取引をする強制プール (Compulsory Pool) 市場と場外取引が許容され、卸売取引は選択事項である自由プール (Voluntary Pool) に分けられている。

⁽⁹⁷⁾ Nodal Pricing とは、地点ごとに設定されたエネルギーや送電サービスの価格。

⁽⁹⁸⁾ LES とは、PJM 制御区域内で最終需要家に供給を行い、PJM 区域内の最終需要家に対する電力販売に関して、州および地域法・規制・独占営業権に基づく権限および義務を有する事業体、またはそのような主体として当然に指定された事業体のことを指す。

⁽⁹⁹⁾ 小笠原潤一、十市勉「電力自由化を巡る海外の現状と今後日本での展開」電力中央研 Y12004、389 頁～392 頁を参照。

表 2-1 主要国の電力産業の構造改編の共通点と相違点 (2008 年基準)

区分	共通点	相違点	備考
発電部門	競争導入 (卸売市場開設)	競争導入方式 (分割・分離方式、 新規参入方式)	—分割・分離方式：イギリス、オーストラリア、アメリカ (カリフォルニア州)、フランス —新規参入方式：日本、アメリカ (PJM)
販売部門	競争導入 (消費者に選択権を付与)	競争導入方式 (分割方式・新規参入方式、解放範囲など)	—一部の消費者に許容：日本、アメリカ、カナダ —すべての消費者に許容：イギリス、フランス、オーストラリア
送・配電運営	独立的運営 (分離)	分離の方式 (会計・法的・所有権分離など)	—会計分離：アメリカ、日本 —法的分離：イタリア、スペイン、ドイツ —所有権分離：イギリス、フランス、カナダ、オーストラリア
系統運営	効率性の向上および公定競争	独立型 (ISO) 統合型 (TSO)	—独立型 (ISO)：アメリカ、日本 —統合型 (TSO)：イギリス、フランス
市場運営方式	契約市場の運用	自由プール及び 強制プール	—自由プール：アメリカ、日本、ドイツ、フランス、Nordpool 国、NETA 以降のイギリス —強制プール：オーストラリア、NETA 以前のイギリス

出所：金南一・李ソクギョウ「最近の主要国の電力産業の構造改編の動向と示唆点」『World Energy Market Insight Weekly』第 14・35 号、6 頁。

1.2 電力自由化の事例—イギリスとアメリカ

1.2.1 イギリス

イギリスではサッチャー政権下で電力自由化が実施された。イギリスの電力卸売市場は、強制プール（Compulsory）（1989）⁽¹⁰⁰⁾から NETA⁽¹⁰¹⁾（2001）へ、そして BETTA（British Electricity Trading and Transmission）⁽¹⁰²⁾（2005）などへと進化していった。最近では、電力設備の老朽化による予備力不足に直面し、インセンティブを提供するために、長期差額契約制度（FiT-CfD：Feed-in Tariffs-Contracts for Difference）⁽¹⁰³⁾、容量市場制度（Capacity Market）などの制度の導入を推進している⁽¹⁰⁴⁾。

イギリスは、電力自由化を導入した当初、発電会社は、発電電力の全量を電力プールと呼ばれる電力取引所で売却し、小売事業者が市場支配力を行使できるなど、制度的な問題を抱えていた。これを解決するために、2001年に、強制プール制が廃止され、相対取引を主体とした新しい電力取引制度が導入されたのである。強制プール制は初期の電力取引制度であり、韓国に電力自由化を導入する際のモデルでもある。

しかし、この電力プールには様々な欠点がある—①電力プールでの取引が義務化されたこと、②SMP（System marginal price）⁽¹⁰⁵⁾による精算すること、③CfD（差額契約）が可

⁽¹⁰⁰⁾ 「競争市場は整い、燃料費等発電会社のインプット・コストは削減されているにも関わらず、プール価格は下がらない理由として廃止された。」杉平二郎（2002）「英国：電力自由化、規制改革と企業戦略」IEEJ、9頁。

⁽¹⁰¹⁾ NETAでは、発電会社と配電会社等は長期契約を結び、プールを通すことなく電力売買できるようになった。NETAの目標は、卸売市場に競争を導入することにより、卸売価格や小売価格のコストダウンにあった。

⁽¹⁰²⁾ BETTAは2005年4月1日に創設された。これはNETAを拡大し、スコットランドを取り込んだものである。その特徴はスコットランドの電気事業制度を再編し、競争的事業から系統運用者を分離するものであった。

⁽¹⁰³⁾ 長期差額契約制度（FiT-CfD：Feed-in Tariffs-Contracts for Difference）は、老朽設備の代替および低炭素発電源の拡大に必要な投資を誘致するための措置である。再生エネルギー、原子力、低炭素の発電設備に適用される。

⁽¹⁰⁴⁾ 金南一・李ソクキウ「最近の主要国の電力産業の構造改編の動向と示唆点」『World Energy Market Insight Weekly』第14-35号、4頁。

⁽¹⁰⁵⁾ SMPは発電所で生産された電力の時間帯毎のオークション落札価格である。これは取引の時間別に原子力や石炭火力を除外した一般発電機に適用される。

能であることである。これらの問題点を具体的にみると、①については、電力の取引は必ず電力取引所を通じて行わなければならない、取引の価格は稼働した発電機の中で一番高い価格で決定されるので、全体的に入札価格が高くなってしまいうシステムとなっている。②については、入札価格が低い価格順に決定されるため、入札価格（=SMP）になる。これにより、発電設備容量が大きい会社が SMP を決定し収益を増大させることになる。③については、CfD（差額契約）とは発電事業者と販売事業者が前もって固定価格を決めておいて、取引の後、固定価格と市場価格の差額を精算することだが、販売事業者の立場からみると、市場価格を中心に取引を行うはずなので、長期的には高い価格で取引が行われることになる。韓国は電力自由化を導入する当初、こういった欠点があるイギリスの電力取引制度を自由化のモデルとして導入し、運営し始めたのである。これらの問題点は韓国同じ様に抱えていると思われる。もちろん、イギリスはこのような欠点を補完するため、新たな制度の導入により、電力自由化を進めたことにより、市場競争による電力価格の値下げを実現し、また安定的な電力供給を確保することができた。このように、安定的な電力供給を確保するため、送配電線を自然独占の形で維持をしたり、市場競争が働いているのかを政府が徹底的に監視したりと、絶え間ない努力を続けてきたのである。このようなことから、自由化といっても規制緩和だけでの自由化ではなく自由化を統制することができる新たな規制が必要であるといえる。

1.2.2 アメリカ

アメリカでは、1990年代に経済を活性化するため、電力自由化を進め、安い電力を供給しようとする動きが活発になる。これは PURPA（公益事業規制法）⁽¹⁰⁶⁾が成立したことから始まり、FERC（Federal Energy Regulatory Commission、連邦エネルギー規制委員会、

⁽¹⁰⁶⁾ アメリカにおける電力自由化のきっかけとなったのが、公益事業規制政策法（PURPA: Public Utilities Regulatory Policies Act）の成立である。この法律は、石油依存度の低減と省エネルギーを目的とし、風力発電などの小規模電源のうち、一定の条件を満たすものを適格認定設備（QF: Qualifying Facility）として認定すること、電力会社は QF からの電気の購入を義務付けられること、購入価格は、その電力購入で回避することができるコスト（回避可能原価）とすることが規定されていた。このため、発電事業に参入するものが急増し、電力需要の低迷と相まって、電力会社は余剰電力を抱え、この余剰電力の売却が卸電力市場の活性化、さらに電気事業の自由化につながった。

以下 FERC) により推進された。FERC は、1996 年 4 月にオーダー 888・889 を決定し、アメリカの電力規制を本格的に緩和するようになった。その後、ISO⁽¹⁰⁷⁾を進めるため、1999 年にオーダー 2000 として RTO (Regional Transmission Organizations、地域送電機関、以下 RTO) ⁽¹⁰⁸⁾が求められた。アメリカは、主に州が管轄することになっていたため、非常に複雑なシステムであった。こういった構造改編の目的は競争による電力料金の値下げをはじめとして、発電部門に投資を拡大し、競争的な市場を造成することであった。特に、アメリカの電力自由化の代表的なものである PJM は、設備予備力の確保のため、事前に発電設備容量が義務⁽¹⁰⁹⁾付けられており、電源設備への投資が活発化されている。さらに、相対取引⁽¹¹⁰⁾中心の安定的な取引などが評価されている。その反面、システムが複雑であったり、容量が義務付けられていることから、もし義務容量を確保できなかった場合、販売事業者に罰金が賦課されたり、既存の子会社でありながら新規参入者として参入しなければならないなどと限定的であるという指摘もある⁽¹¹¹⁾。

アメリカは、2000 年夏から 2001 年冬にかけて、カリフォルニア州で電力危機（電気料金の高騰や大規模停電）⁽¹¹²⁾が発生して以後は、自由化の動きが停滞するようになった。これにより、自由化の実施は見送られ、アーカンソー州とニューメキシコ州では電力自由化が中止となり、またオクラホマ州とウェストバージニア州では延期されることになった。この

⁽¹⁰⁷⁾ オーダー 888 で規定されたもので、送電部門の系統運用機能を独立的な機関が行う形式である。

⁽¹⁰⁸⁾ オーダー 2000 で提唱されたもので、ISO の機能に①広域性、②送電拡張計画策定の責任を要件として加えた形式である。

⁽¹⁰⁹⁾ PJM 電力市場は設備予備力の確保のため、事前に発電設備容量の確保が義務付けられていて、もし義務容量を確保できなかった場合、販売事業者には罰金が賦課された。これは大きな特徴である。

⁽¹¹⁰⁾ 相対取引とは、市場を介さずに売買当事者間で売買方法、取引価格、取引量を決定して売買する取引のこと。大量の株式を売却する場合など、相場に影響を与えずに取引を行えるメリットがある。

⁽¹¹¹⁾ 小笠原潤一、十市勉「電力自由化を巡る海外の現状と今後日本での展開」『電力中央研究報告』Y12004、389 頁～392 頁。

⁽¹¹²⁾ IT 産業の活況により電力需要が増大する一方、厳しい環境規制により送電線・発電所の建設が低米していたこと、渇水により隣接州からの電力の供給が減少したことに加えて、自由化の制度設計（強制プール制の採用）に問題があり、市場支配力が行使されたことが、電力危機の要因として考えられている。

カリフォルニア州での電力危機は、電力自由化の失敗例として知られている。その原因としては、意図的な発電所停止、供給力・送電線不足、小売価格に上限が設けられていたことによる需給逼迫時の調整が難しくなったことなどが挙げられるが、それらの根本的な問題は電力自由化に伴う規制緩和にあった。これは卸売電力市場では自由に価格を決定することができた反面、小売価格が固定されていたことであった。それにより結果的に停電の危機が引き起こされてしまった。電力の不足の中、需要家は規制で固定されていた小売価格で電力の消費を続けていた。このような状況により、電力消費を抑制するインセンティブが与えられなかった⁽¹¹³⁾。このため、配電会社の財務状況は極めて悪くなってきた。また、電力が不足しても予備電力市場の価格の上限が設定されていたため、発電所増設が行われなかった。こういった要因によりカリフォルニア州では大停電を引き起こしたのである⁽¹¹⁴⁾。

アメリカでは構造改編後、発電会社の談合等による利益追求のみが行われたため、電力料金の値上げや停電などの不安定な電力供給につながる結果となった。これは本来の電力自由化により安定的な電力供給を安い価格で需要家に電力供給するという基本的な趣旨と異なる結果である。西村（2001）は、「卸売市場と小売市場」の乖離の問題がカリフォルニアの自由化失敗が起こった最大の要因であると指摘した。規制緩和を伴う電力自由化を行うとときは、何よりも電力自由化と規制緩和を徹底的に調整できる政府からの新たな規制が必要であると考えられる。

⁽¹¹³⁾ カリフォルニア電力市場の特徴は、卸電力市場では PX を中心として市場メカニズムを積極的に活用する一方で、小売価格規制を中心とする各種規制が並存していた点に特徴がある。電力市場では、大きなシェアを有していた 3 大電力会社の火力発電所の大部分が売却され、かつ依然として小売でのシェアの大きいこれら 3 社に競争移行期間中という限定付きではあるが、PX での取引義務を課したことで、大部分の電力取引が PX を通じて実行される状態となった。

⁽¹¹⁴⁾ 八田達夫（2004）、「電力競争市場の基本構造」独立行政法人経済産業研究所、04-J-029、31 頁～32 頁を参照。

第2節 公正報酬率規制とコンテストダブル・マーケット

2.1 公正報酬率規制

自然独占では、独占企業による生産が効率的であるが、市場支配力を発揮して、高い価格を設定すると死荷重⁽¹¹⁵⁾が発生する。そのため、限界費用価格規制や平均費用価格規制といった価格規制が行なわれる。まず、限界費用価格規制の場合、価格と限界費用が等しくなるように価格を規制すると死荷重はゼロになる。次に、平均費用価格規制の場合、価格と平均費用が等しくなるように価格を規制すると死荷重は小さくなる。また、企業が赤字になることを避けることができる。この平均費用価格規制を実行するためには、政府がその産業の需要曲線と独占企業の平均費用曲線を正確に把握する必要がある。しかし、実際には情報の制約などにより、正確に把握することが困難である。そこで、価格規制方式である公正報酬率規制が採用されている。

公正報酬率規制は、電気料金などの公益事業の料金を決めるとき、供給者が事業を円滑に継続していくための費用、すなわち報酬も料金の中に含まれる。この報酬は事業を進めていく上で公正な水準であることが求められるため、報酬率には規制がかかっている。報酬率にかかる規制を公正報酬率規制と呼ぶ。これは、平均費用価格規制に基づき、また需要予測に基づいて、総収入が総括原価となるような価格水準を設定するというものである。この価格規制方式は、サンク・コスト（sunk cost：埋没費用）⁽¹¹⁶⁾が回収できるような構造となっている。しかし、現実には平均費用価格規制よりも高い価格水準となってしまうことが明らかになっている。

公正報酬率規制の問題点として、①「事業用資産の率が規制されているため、利潤の拡大を意図する規制企業が必要以上に資産を拡大する誘因をもつことであり、その結果、過度の安全対策や、比較的需要の低い消費者に対する過度の設備の投入が行われるアバーチ・ジョ

⁽¹¹⁵⁾ 死荷重は、パレート最適でないときに起こりうる。

⁽¹¹⁶⁾ サンク・コスト（sunk costs：埋没費用）とは、すでに支出され、どのような意思決定をしても回収できない費用のことである。また、参入障壁をもたらす要因の一つであるといわれている。

ンソン効果 (Averch-Johnson (1962))」⁽¹¹⁷⁾が挙げられる。このアパーチ・ジョンソン効果を簡単に言うと、報酬率規制を課せられたときの最適資本投入量が報酬率規制を課されないときより大きいことである。②参入規制によって競争が排除され、非効率な生産を行っても企業は存在可能、また営業費用の上昇は総収入を増加させることになるため、営業費用を削減して効率的な生産を行うインセンティブは働かず、X 非効率性⁽¹¹⁸⁾が発生しやすい。③技術革新を行わなくても一定の利益が保証されているため、技術革新を行うインセンティブが弱められ、長期的には、生産性の成長率が競争的な産業に比べて低くなるという動態的非効率性の問題が生じる。

2.2 コンテストابل・マーケット (Contestable Market)

したがって、規制緩和および電力自由化による競争コストと、インセンティブ規制の導入が必要である。自然独占の産業において、市場への参入の自由が働く場合、経済効率性が高まるという Baumol 等が提唱するコンテストابل・マーケット理論 (Contestable Market Theory) は電力自由化をするための一つの対策となるかもしれない。

Baumol, Panzar & Willing (1988) によれば、コンテストابل・マーケット (Contestable Market) の特徴は、(1) 潜在的な参入企業は制限なしに同じ需要に応えられ、既存企業と同じ生産技術を利用することができることである。これにより、参入障壁 (entry barriers)⁽¹¹⁹⁾ というものは存在しないことになる。また (2) 潜在的な参入企業は参入・退出が自由であり (hit-and-run)、そのためのサンク・コストが存在しない⁽¹²⁰⁾。

⁽¹¹⁷⁾ 井堀利宏 (1996) 『公共経済の理論』有斐閣、40 頁。

⁽¹¹⁸⁾ 完全競争企業の場合は費用を最小化するが、独占企業の場合は費用を最小化する必要がないため、必要以上の費用をかけてしまうことがあり、これを X 非効率性という。

⁽¹¹⁹⁾ 参入障壁 (entry barriers) とは、新規に参入する企業に対して働く壁であり、G.J. ステイグラー (1968) により「特定の産業へ参入しようとする企業はいくつかの、あるいはすべての産出水準において負うが、その産業の既存企業は負わない費用」と定義された。小田切宏之 (2001) 『新しい産業組織論』有斐閣、77 頁。

⁽¹²⁰⁾ W.J. Baumol, J.C. Panzar, & R.D. Willig (1988) , “Contestable Markets and the Theory of Industry Structure” , *New York, Harcourt Brace Jovanovich.*, p.5.を参照。

コンテストブル・マーケットになるために満たさなければならない条件としては、(1) すべての企業が、同質的な費用関数・需要関数をもつこと、(2) すべての企業にとって参入退出が自由で、サunk・コストが存在しないこと、(3) 既存企業はタイムラグ⁽¹²¹⁾をもってしか価格を変更できないこと、そして(4) 消費者は価格差異に対してタイムラグなく反応できることである。

長期的均衡のために必要な条件は、産業全体の需給の均衡、既存企業が市場から撤退しないこと、参入企業は実際には参入しないことである。アメリカの電力自由化の失敗として代表的な例であるカリフォルニア州の電力自由化では、既存の子会社でありながら新規参入者として参入したことが問題となっていた。

コンテストブル・マーケットであれば、価格は平均費用(AC)⁽¹²²⁾に等しくなり($P = AC$)、費用最小化の効率的生産が行われる。企業以外は限界費用(MC)⁽¹²³⁾に等しい。これはパレート最適($P = AC = MC$)⁽¹²⁴⁾を意味する。複数財の場合、財間の内部相互補助は不可能であり、自然独占企業は平均費用価格での生産を行う。これはラムゼイ最適($P = AC > MC$)を意味する。

規制ではラムゼイ最適⁽¹²⁵⁾が達成すべき解とされているが、それは独占市場での生産量と価格を規制し、独占弊害を防ぐためである。しかし、コンテストブル・マーケットであれば、自然独占であっても、規制は必要ないことになる⁽¹²⁶⁾。

電力産業において、競争企業が負担する大規模な固定設備費用がサunk・コストとならな

(121) 新規参入が起こってから、消費者や既存事業者が行動を変えるまでの時間をいう。たとえば、消費者の場合は新規事業者に乗り換える行動をするまでの時間、既存企業の場合は一定の期間が生じてから価格の変動などで反応するまでの時間をいう。

(122) 生産物 1 単位当たりの費用で、総費用を生産数量で除したものである。

(123) 企業が 1 単位生産量を増やすために必要な費用である。

(124) 有効な資源を再配分するとき、誰かの効用を低下させることにより、他の誰かの効用も増加させることができない状況をいう。簡単にいうと、ある状況を改善するに当たって、他の状況を悪化させることが避けられない状態である。

(125) ラムゼイ最適とは、企業の利潤は非負であるとの制約下で社会的厚生を最大化することである。「各企業が単一製品を生産しているとき、市場が完全にコストスタブルであって、サステイナブルな解が存在すれば、その解はラムゼイ最適である」小田切宏之 (2001)『新しい産業組織論』有斐閣、74 頁。

(126) 小田切宏之 (2001)『新しい産業組織論』有斐閣、74 頁。

い場合、企業の自由な参入・退出が可能となる。これにより公益事業の強制がなくなる。産業の中でも市場が自然独占でありながらコンテストブルであり続けるような事例がある。その代表的な例として挙げられるのが航空産業である。航空産業において空港は欠かせないものである。空港を建設するための土地の購入や設備の建設は、潜在的な新規参入者にとって参入障壁となる。しかし、ほとんどの空港は各国の政府により建設されており、航空会社は空港を利用する空港利用料を払っている。これは sunk・コストを心配する必要がなくなることになるので、かなりの利点となる。潜在的な新規参入者は、既存の設備を利用することにより固定設備の費用の負担なく飛行機を飛ばし、既存企業より安い価格を顧客に提供しながら、利益を得ることができる。もし他の企業との価格競争において利益が出にくくなった場合でも sunk・コストの心配なく、簡単に退出することができる⁽¹²⁷⁾。アメリカで航空事業が規制緩和されたのはこの理由からである。「アメリカの航空産業の規制緩和は、料金の大幅な低下、ハブ・スポークシステム⁽¹²⁸⁾の発展などによるフライト数の増加をもたらし、大きなプラスの経済効果を生んだと評価されている。大変興味深いことに、規制緩和によるコスト低下の効果が大きく、消費者余剰が大幅に上昇したのみならず、産業も不利益を被らなかつたと指摘されている⁽¹²⁹⁾」。

電力産業では範囲の経済 (economies of scope) と規模の経済 (economies of scale) が存在していると言われている。範囲の経済では、異なる製品を複数企業で生産するより、一つの企業で生産した方が費用を削減することができる。範囲の経済は、種類の異なる財 x_i に関して、費用関数 $C(x_1, x_2) < C(x_1, 0) + C(0, x_2)$ で表す。伝統的に電力産業は発電事業と送・配電部門を垂直的に統合した電気事業者が地域別に独占事業として活動してきた。これは電力が貯蔵できないこと、電力市場は自然独占的な性格を持つこと、また発電施設の地域的配置による送電・配電による送電損失などの経済的な効率性を考慮するとき、参入企業による競争より地域的に統合した電力事業者による運営の方が生産原価を節減する経済的効果

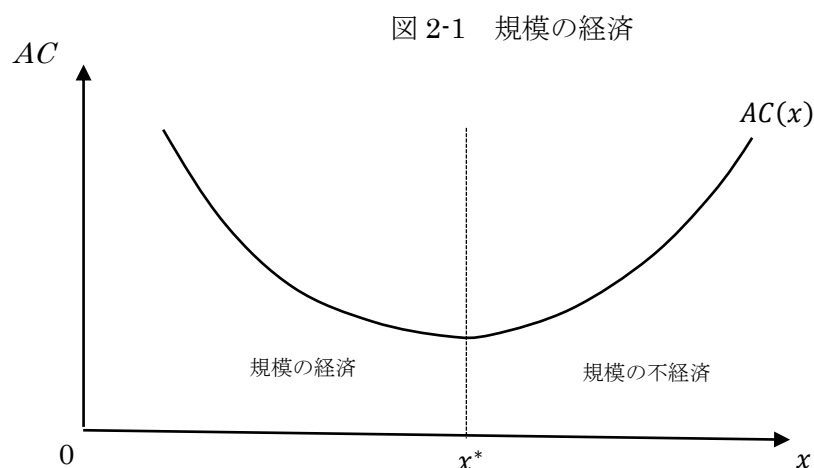
⁽¹²⁷⁾ W.J. Baumol, J.C. Panzar, & R.D. Willig (1988) , *Contestable Markets and the Theory of Industry Structure*, New York, Harcourt Brace Jovanovich. p.7.を参照。

⁽¹²⁸⁾ 「拠点空港 (ハブ) を中心として放射状 (スポーク) に路線を開設することによって、空港間のエアライン網を効率的に整備する方式である。これによって路線の数を節約しながら多くの空港の間のネットワークを作ることができ、輸送の規模の経済を活用できる」。長岡卓男・平尾由紀子 (1998) 『産業組織の経済学—基礎と応用』日本評論社、112 頁。

⁽¹²⁹⁾ 長岡卓男・平尾由紀子 (1998) 『産業組織の経済学—基礎と応用』日本評論社、112 頁。

があることによる。アメリカの研究によると⁽¹³⁰⁾、産業における自然独占による高い価格は消費者に負担をかけるという。

反面、生産量の拡大に伴って平均費用が低下する場合に規模の経済があるという。規模の経済では、数量の異なる等質財 x_i に関して、費用関数 $C(x_1 + x_2) < C(x_1) + C(x_2)$ で表す。規模の経済が働いているというのは、平均費用 $AC(x)$ が右下がりになる x^* までの部分では、生産量が増加することにより、平均費用が低くなるということを意味する。すなわち、規模を大きくすれば1単位当たりの費用が安くなる。一方、生産量が x^* を超えて平均費用 $AC(x)$ が右上がりになる部分では、規模の不経済が働いているという。生産量が増加すると平均費用が高くなる。すなわち、規模を大きくするほど1単位当たりの費用が高くなる(図2-1)。



このように、規模の経済が大きければ大きいほど費用が低くなり、これにより新規参入が困難となるという規模の経済性障壁が起こる。ただし、サンク・コストがなければ、参入障壁とはならない。すなわち、規模の経済性が大きくて平均費用 $AC(x)$ が上回っていれば、新規参入により、企業の利益をあげることができる。今までの電力産業は自然独占市場であった。自然独占市場であるということは、規模の経済が存在することにもなるということの意味する。したがって、サンク・コストがないと考えると、電力市場に規模の経済が存在する

⁽¹³⁰⁾ Kaserman & Mayo (1991) は垂直統合された会社が分離された会社より平均的に 12%程度、費用が減少されたと発表した。Kwota (1996) が 543 個の電力会社を対象に行った。研究でも 27%程度費用が節減されたという。『発電市場の長期展望と民子発電の効率的推進法案の研究』韓国電気研究所、1998、387 頁～388 頁。

(131)としたとしても多くの企業に新規参入の機会を与えることができると思われる。

このように、参入障壁をもたらす要因の一つであるサンク・コスト⁽¹³²⁾がないという特徴を持つコンテストブル・マーケットを、固定設備の費用が大きいため、サンク・コストがかなり大きいと言われている電力産業に適用することができれば、新規企業の参入・退出が自由になり、電力自由化という構造改編へと導くことは可能となるであろう。イギリスやオーストラリアでは、電力事業の規制緩和にあっても、発電・送電・配電の3事業に分割し、電力産業の自由化を図った。これは、サンクされた資源（送電網）は送電会社のものとなり、発電会社と配電会社は送電会社に費用を支払う。これにより、送電網使用料というサンクされない形の費用が発生するので、発電市場あるいは配電市場をよりコンテストブルな市場にすることができ、結果的にラムゼイ最適を達成することとなる⁽¹³³⁾。電力供給においては、電力を消費者に送るために必要な送電部門には莫大な費用がかかる。もし新規事業者が参入しようとするならば二重投資をしなければならない。したがって、この特性を考慮し、送配電部門は自然独占の形で運営されている。

企業が市場への参入・退出を決める際には、平均費用は重要な決定要因である。企業は参入後、市場価格より平均費用が下回る場合は新規参入することになり、平均費用が上回ると退出することになるのである⁽¹³⁴⁾。

完全競争市場では、収入の増加＝価格となる。これにより、利潤最大化条件は、価格＝限界費用($P = MC$)となる。また、市場への参入・退出が自由でないため、新規参入の企業の数は少ない。規模の経済が働くので、企業数が少なくなると企業が価格に対する影響力をもつ。このとき市場の失敗が起こりうる。

不完全競争市場の中、独占市場では他の企業との競争を考える必要もなく自らの利潤を最大化できる。一方、寡占市場では、企業数の多さに関係なく激しい競争が繰り広げられる。特に、自然独占市場での価格設定には価格の規制が必要と考えられる。しかし、コンテスト

(131) 規模の経済が発生する理由は、発電分野において生産設備の規模が大きいこと、生産単価が小さいことなどが挙げられる。

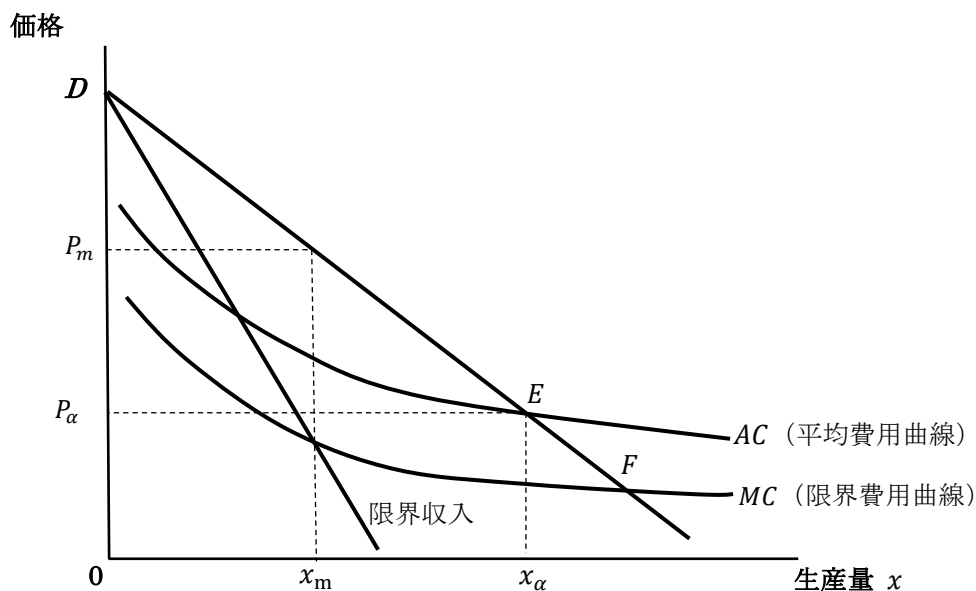
(132) 既存企業はすでに支払い済みであるが、新規参入企業は参入する時、負担しなければならないので、参入障壁となる。

(133) 小田切宏之（2001）『新しい産業組織論』有斐閣、83頁。

(134) 長岡卓男・平尾由紀子（1998）『産業組織の経済学—基礎と応用』日本評論社、2頁～7頁を参照。

ブルであれば、自然独占市場でも価格の規制の必要もなくラムゼイ最適が達成されるのである。

図 2-2 コンテストابل・マーケット



生産量 x のときの総費用が $C(x)$ として、 $x_1 + x_2 = x$ となる。また、 $C(x_1) + C(x_2) > C(x)$ が成立する場合を自然独占であるという。このとき平均費用曲線 (AC) は右下がりである。図 2-2 をみると平均費用曲線が右下がりになっている。規模の経済が存在するため、平均費用 (AC) は限界費用 (MC) を上回ることを示している。もし、企業が限界費用 (MC) に等しい F 点を価格として設定したとすれば $P < AC$ となってしまう、企業は赤字となり、企業は退出した方が有利となる。

参入障壁がなく事業への参入がコンテストابل・マーケットとなった場合は、生産量 x_α と価格 P_α が平均費用曲線と需要曲線が一致するところで成立する。すなわち $P_\alpha = AC$ であるから生産も維持することができる。ここでは E 点となり、この E 点はラムゼイ最適点である。

しかし、これを実現するためには、政府の規制緩和という条件が不可欠である。規制改革の代表例として挙げられるのがインセンティブ規制である。インセンティブ規制とは、企業に何らかのインセンティブを与えることによってある程度の目的を達成させるように導く、

という規制方式である。アメリカでもインセンティブ規制⁽¹³⁵⁾を実施している州の方が、公正報酬率規制を実施している州よりも、料金水準が低いといわれている。

2.3 おわりに

電力市場において電力自由化を円滑に進めるためには、コンテストブル・マーケットを導入した方が良いと考えられる。電力市場においては、発電所の建設や送電設備の導入などの固定設備に莫大費用がかかる。これは、新規参入を考えている事業者にとっては大きな負担となる。このような参入障壁をもたらす sunk・コストがないコンテストブル・マーケットを電力市場に導入すれば、多くの企業に新規参入の機会を与えることができると思われる。また、これは新規企業の参入だけではなく、もし利益が出ない場合でも退出が自由にできることからみてもメリットがあり、これにより電力自由化という構造改編が可能となるであろう。

⁽¹³⁵⁾ アメリカでは電気事業者および系統運用者が消費者と契約を締結し、電力需給が逼迫した時、負荷抑制あるいは遮断を実施することにより、負荷削減への報酬を支払う。また消費者の需要削減量を供給量と見立て、需給調整市場で取引を行い、報酬を支払うなどのインセンティブを付与していた。

第3章 韓国のエネルギー事情

本章では韓国のエネルギー事情について述べる。まず第1節においては韓国のエネルギーの現状について、続いて第2節では韓国の電力需給の現状について、そして第3節ではシェールガスの開発と増加によるシェールガスのアジア進出と韓国電力産業の対応について述べていく。

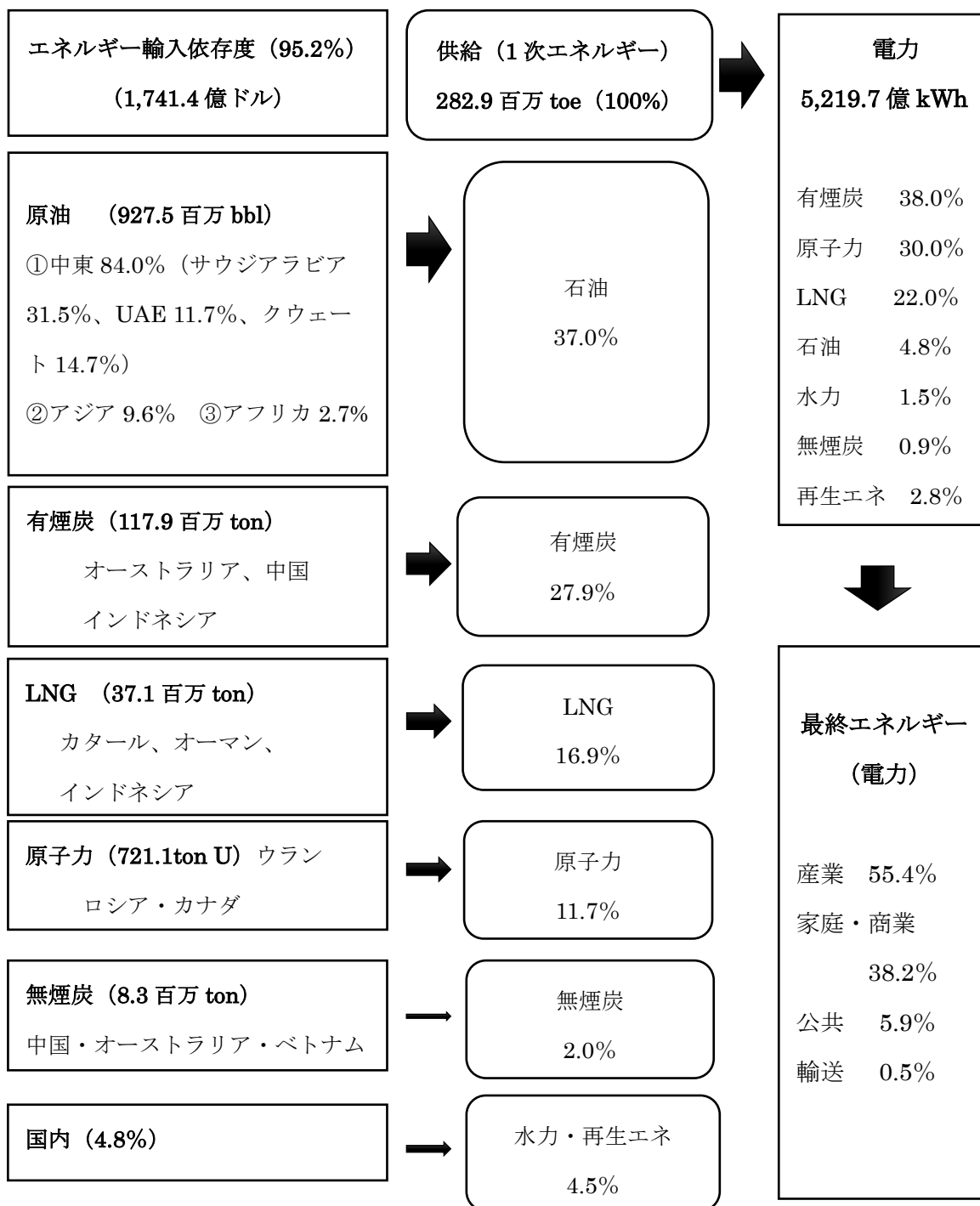
第1節 エネルギーの現状

韓国の電源の中心は原子力と火力である。2014年には輸入依存度 95.2%と、ほとんどのエネルギーを輸入していた。2014年の電源構成は、火力 65.7%、原子力 30.0%、水力 1.5%、再生エネルギーが 2.8%となっている。図 3-1 は、2014年の韓国のエネルギー輸入と国内供給の現状である。まず、韓国の2014年度のエネルギー輸入は 1,741.4 億ドルである。その内、中東からの原油の輸入が 927.5 百万 bbl でそのほとんどを占めており、84.0%（サウジアラビア 31.5%、UAE 11.7%、クウェート 14.7%、その他 26.1%）という高い割合を示している。続いてアジアが 9.6%、アフリカが 2.7%の順となる。有煙炭は 117.9 百万 ton で、オーストラリア、中国、インドネシア等から輸入している。また無煙炭も 8.3 百万トンと僅かながら輸入している。輸入国は中国、オーストラリア、ベトナムである。LNG は 37.1 百万トンで、カタール、オーマン、インドネシア等から輸入している。原子力の場合はウランの輸入となるが、ロシア、カナダから 721.1ton U を輸入している。国内での生産も僅かに存在するが、水力・再生エネルギー（4.5%）と無煙炭を合わせて 4.8%に過ぎない。

次に、1次エネルギーの供給は 282.9 百万 toe で、電源構成は割合が大きい順に、石油 37.0%、有煙炭 27.9%、LNG 16.9%、原子力 11.7%、水力・再生エネルギー 4.5%、無煙炭 2.0%となる。この電源による電力発電量は 5,219.7 億 kWh で、使われた電源の割合が大きい順に、有煙炭 38.0%、原子力 30.0%、LNG 22.0%、石油 4.8%、再生エネルギー 2.8%、水力 1.5%となる。また電力の最終エネルギーの消費が大きい順は、産業部門 55.5%、家庭・

商業 38.2%、公共 5.9%、輸送 0.4%となっており、産業部門の割合がかなり高いことがわかる。エネルギーの需給の細かい内容については後述する。

図 3-1 2014 年の韓国のエネルギー輸入と国内供給の現状



出所：2015 年度エネルギー統計年報をもとに作成。

エネルギー供給のほとんどを輸入に依存している韓国だが、電力消費はますます増えつつある。総電力消費量は2014年が477,592GWhで、2003年の293,599GWhと比べ61.5%増加し、負荷率は76.3%である。表3-1は用途別の電力消費量の推移を表す。2014年の産業部門の消費量は264,618GWhであり、2000年の132,260GWhと比べると、2倍近くに上昇していることがわかる。2014年の総電力消費量における場合は、家庭部門は13.1%、業務部門は31.5%、産業部門は55.4%であり、産業部門が全体の半分以上を占めている。

表 3-1 用途別の電力消費量の推移

年度	家庭部門		業務部門		産業部門		合計
	電力消費量 (GWh)	割合	電力消費量 (GWh)	割合	電力消費量 (GWh)	割合	電力消費量 (GWh)
2000	37,102	15.5%	70,173	29.3%	132,260	55.2%	239,535
2005	50,873	15.3%	114,727	34.5%	166,813	50.2%	332,413
2006	52,522	15.1%	121,536	34.9%	174,661	50.1%	348,719
2007	54,174	14.7%	128,180	34.8%	186,252	50.5%	368,606
2008	56,228	14.6%	134,212	34.9%	194,630	50.5%	385,070
2009	57,595	14.6%	139,135	35.3%	197,744	50.1%	394,474
2010	61,194	14.1%	149,795	34.5%	223,171	51.4%	434,160
2011	61,564	13.5%	151,302	33.2%	242,204	53.2%	455,070
2012	63,536	13.6%	153,921	33.0%	249,135	53.4%	466,593
2013	63,970	13.5%	154,037	32.4%	256,841	54.1%	474,849
2014	62,675	13.1%	150,299	31.5%	264,618	55.4%	477,592

出所：電力統計情報システム（EPSIS）

また、2013年の国際エネルギー機関（IEA）の発表によると、2012年における韓国の一人当たりの電力消費量は9,331kWhで、日本、ドイツ、フランス、イギリス、イタリア、アメリカを上回っていた。表3-2をみると韓国の人口一人当たりの電力消費量は、2004年には6,491kWhであったのが、2007年には7,607kWhに増加し、さらに2009年には8,092kWh、2011年には9,142kWhに急増していることがわかる。2014年には9,305kWh

と毎年電力消費量は増加している。

表 3-2 人口一人当たりの電力消費量 (単位：kWh)

2004年	2007年	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年	2013年	2014年
6,491	7,607	7,922	8,092	8,883	9,142	9,331	9,285	9,305

出所：2014 韓国電力統計 (KEPCO)

これは産業や農業などの生産部門への援助政策によってもたらされたエネルギーの大量消費という産業構造と共に、電力料金が非常に安いことが原因であるといえる。電力料金が安いために、企業が節電せず電気を大量に使うという結果となっている。また電気は公共財だという錯覚が、電力料金を原価以下で策定しても大丈夫だという誤解を生んでいると考えられる。しかし、電気は公共財ではなく、受益者負担の原則が適用される一般財である。

これらの原因の一つは、韓国政府の電力産業に対する民営化の推進が計画通り進められなかったが、それにも関わらず電力料金が企業支援のための政策的料金と位置付けられているため、市場での電力料金の決定は行わず、政府の財政負担により、電力会社の損失を補填していることにある。これは低い法人税と共に韓国企業の国際競争力強化のための政策といえる。

表 3-3 エネルギー輸入依存度

1981年	1991年	2001年	2003年	2005年	2007年	2010年	2011年	2012年
75.0%	91.0%	97.3%	96.9%	96.6%	96.5%	96.5%	96.5%	96.0%

出所：2013 エネルギー統計年報

2011年における産業エネルギー供給量は 260.4 Mtoe (石油換算 100 万トン⁽¹³⁶⁾) である。エネルギー輸入依存度をみると、1981年度には 75.0%であったのが、1991年には 91.0%に急増し、また 2001年も 97.3%に増加し、最近は 96.0%以上を輸入に頼っている状況である (表 3-3)。輸入エネルギーは、石炭、石油、LNG が中心となっている。

⁽¹³⁶⁾ Mtoe は、石油換算メガトン。石油換算トン (tonne of oil equivalent: toe) とは、エネルギーの単位で 1 トンの石油を燃焼させたときに得られる約 42 ギガジュールのエネルギーを 1 ユニットとしたものである。

最終エネルギーの消費の推移を GDP との関連で見してみる。表 3-4 は、1990 年から 2011 年までの韓国のエネルギー関連の主要指標である。総エネルギー供給を主導する最終エネルギーの消費は 1990 年には年平均 7.2%増加し、2000 年代には増加率が多少減少したが、年平均 2.9%の増加を見せた。このような最終エネルギーの消費量の増加の原因としては GDP の増加が挙げられる。1990 年の実質 GDP は 369.0 兆ウォンだったが、2000 年は 694.6 兆ウォン、2010 年は 1,043.7 兆ウォン、2011 年は 1,081.6 兆ウォンで、1990 年と比較してみると 2.93 倍の増加をしたことがわかる。これらの実質 GDP の 1990 年から 2011 年までの年平均増加率は 5.3%であった。

このように、GDP が増加することにより、エネルギーの消費が増加し、また、この影響を受け、エネルギーの輸入も上昇したと考えられる。

表 3-4 韓国のエネルギー関連の主要指標 (1990 年～2011 年)

	1990	2000	2010	2011	年平均増加率 (%)		
					1990~ 2000	2000~ 2011	1990~ 2011
実質 GDP (兆ウォン)	369.0	694.6	1,043.7	1,081.6	6.5	4.1	5.3
総エネルギー (千 TOE)	93,192	192,887	263,805	275,688	7.5	3.3	5.3
最終エネルギー (千 TOE)	75,107	149,852	195,587	205,864	7.2	2.9	4.9
総エネルギー/GDP (TOE/百万ウォン)	0.253	0.278	0.253	0.255	1.0	-0.8	0.0

出所：『エネルギー統計年報 (2012 年)』エネルギー経済研究院。

2014 年基準のエネルギー源別の消費率は、石油消費は、2013 年度と比べて 0.4%減少し、天然ガスは 9.0%下落して 36.6 百万トンであり、その内、発電用の LNG 消費は原子力発電所と石炭火力発電所の増設により、10.5%も減少し、その消費量は 18.2 百万トンであった。また、都市ガス用の LNG 消費は 7.2%減少した。石炭は 2.9%増加して 133.4 百万トンとなり、原子力は増加率 0.6%となった。KEPCO (2016) は、2015 年と 2016 年の総エネルギー需要の見込みを、2015 年は増加率 1.3%の 285.3 百万トン、2016 年は増加率 3.0%の 293.9 百万トンであると予想した。その内、石炭消費は 2015 年には 3.2%、2016 年には

10.1%の増加、天然ガスは発電需要の減少により、2015年には5.0%、2016年には12.3%の減少、石油は2015年には2.4%、2016年には2.0%の増加、また原子力は2015年には2.6%、2016年には8.4%の増加を予想した⁽¹³⁷⁾。ここで、注目する点は、エネルギー構成の内、天然ガスの消費が下落し、その代わり石炭と原子力が消費の多くを占めると予想していることである。温室効果ガスであるCO₂（二酸化炭素）の排出によるあらゆる環境問題や原子力発電における様々なリスクを考えると、より安全で環境に優しい燃料を選ぶことが重要であると思われる。

第2節 韓国の電力需給の現状

2.1 世界および韓国の電力需給の現状

表3-5は2011年度の世界の主要国の発電設備および発電電力量に関する現状を示したものである。まず、総発電設備⁽¹³⁸⁾はアメリカが1,152,184MW、日本が285,729 MW、ドイツが174,495 MW、フランスが126,814 MW、イギリスが89,115 MW、韓国が83,311 MWとなる。

次に、総発電電力量⁽¹³⁹⁾はアメリカが41,006.5（億 kWh）、日本が11,078.3（億 kWh）、ドイツが6,088.7（億 kWh）、フランスが5,429.6（億 kWh）、イギリスが3,678.0（億 kWh）、韓国が5,181.1（億 kWh）であり、韓国の場合、総発電電力量のうち、火力が3,479.6（億 kWh）、原子力が1,549.6（億 kWh）、水力が78.4（億 kWh）、再生エネルギー等が75.9（億 kWh）を占めている。特に原子力は総発電電力量の中、30%以上の割合をしめることとなる。

⁽¹³⁷⁾ KEPCO（2016）「エネルギー源別の利益を考慮したエネルギー市場の分析手段開発」、12頁～25頁を参照。

⁽¹³⁸⁾ 総発電設備とは、事業者発電設備+自家発電設備のことである。

⁽¹³⁹⁾ 総発電電力量とは、事業者発電電力量+自家発電電力量のことである。

表 3-5 2011 年度世界の主要国の電力の現状

		韓国	日本	アメリカ	イギリス	フランス	ドイツ
総発電設備 (MW)		83,311	285,729	1,152,184	89,115	126,814	174,495
事業者発電設備 (MW)		79,342	229,908	664,396	81,750	97,424	111,652
総発電電力量 (億 kWh)	計	5,181.1	11,078.3	41,006.5	3,678.0	5,429.6	6,088.7
	水力	78.4	917.1	3,134.5	85.9	502.7	235.1
	火力	3,479.6	9,069.5	28,649.1	2,590.6	515.1	3,518.1
	原子力	1,547.2	1,017.6	7,902.0	689.8	4,211.2	1,079.7
	再生エネルギー等	75.9	74.1	1,320.9	311.7	200.6	1,010.7
事業者発電電力量 (億 kWh)		4,960.8	8,574.1	24,806.9	3,323.1	4,597.0	4,621.0
設備利用率 (%)		73.9	44.2	42.6	42.6	48.9	39.8
国内供給電力量 ⁽¹⁴⁰⁾ (億 kWh)		4,941.7	9,066.4	41,680.1	3,371.4	4,792.4	4,480.3
最大電力 (MW)		73,137	156,596	782,469	57,086	91,800	76,400
年負荷率 (%)		77.6	67.8	58.1	66.9	59.6	66.9
人口 1 人当たり発電電力量 (kWh)		10,339	8,685	13,160	5,862	8,579	7,437

出所：海外電気事業統計 (2013 年)

それから、設備利用率はアメリカ 42.6%、日本 44.2%、イギリス 42.6%、フランス 48.9%、ドイツ 39.8%、韓国は 73.9%で高い割合を示している。これは、設備に対して電力の消費量が多いことを示すものとなる。それだけではなく、年負荷率⁽¹⁴¹⁾もアメリカ 58.1%、日本

⁽¹⁴⁰⁾ 国内供給電力量は、総供給電力量から輸出電力量を引いたもの。

⁽¹⁴¹⁾ 負荷率とは、ある期間における平均電力と、その期間における最大電力との比を負荷率という。負荷率は需要の種別、季節、一般会社情勢、天候など様々の条件によって異なるもので、

67.8%、イギリス 66.9%、フランス 59.6%、ドイツ 66.9%と比べると韓国は 77.6%で高い割合を示していることがわかる。

表 3-6 は停電時間の推移である。2003 年は 19.7 分だったのが、2004 年は 18.9 分、2006 年は 18.8 分、2007 年は 17.2 分、2008 年は 16.1 分、2009 年は 15.6 分、2011 年は 12.4 分と短縮していることがわかる。これは、SCADA システム⁽¹⁴²⁾の増強や配電システムの近代化などにより停電時間が少しずつ減少したことによると言われている。最近の停電時間の減少は、2011 年の輪番停電の実施により、平均停電時間が短縮したことの結果とみられる。

表 3-6 停電時間の推移

(単位：分)

2003 年	2004 年	2005 年	2006 年	2007 年	2008 年	2009 年	2010 年	2011 年
19.7	18.9	18.6	18.8	17.2	16.1	15.6	15.2	12.4

出所：海外電力調査会（2014）

2.2 原子力発電所の現状

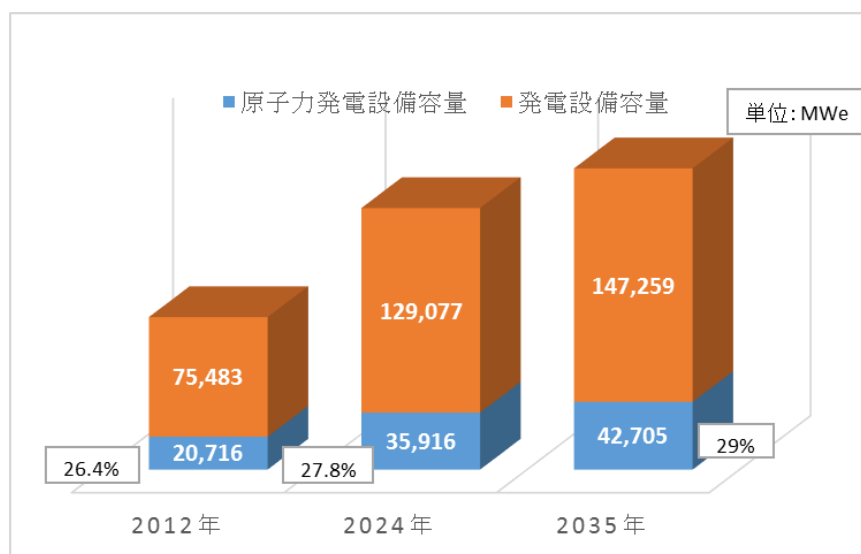
2011 年 3 月 11 日福島原子力発電所の事故発生は、世界各国のエネルギー政策に大きく影響を与えた。例えばベルギーやドイツでは原子力発電を撤廃し、スイスは新規発電所の建設を中止した。しかし、今でも韓国は発電費用が安いという理由で原子力発電に大きく依存している。韓国では総発電設備容量に占める原子力発電の比率が 2012 年は 26.4%であり、「第 2 次国家エネルギー基本計画（2014 年～2035 年）」により 2013 年の 27%を、2035 年までには 29%に引き上げる予定である。「第 1 次国家エネルギー基本計画（2008 年～2030 年）」では、原子力発電の比率を 2007 年の 26%から 41%に引き上げることを目

負荷の特性を表す重要な係数である。

⁽¹⁴²⁾ SCADA システムとは、Supervisory Control And Data Acquisition の略で、産業制御システムの一つであり、コンピュータによるシステム監視とプロセス制御を行う。対象プロセスは、製造、生産、発電、組み立て、精錬などを含む工業プロセスのような生産工程やインフラや設備に関するものである。

標にしたが、「第2次国家エネルギー基本計画（2014年～2035年）」では2013年の27%から29%⁽¹⁴³⁾に下方調整された。図3-2の2034年までの発電設備容量対原子力発電の比重の推移をみると、2035年の発電設備容量147,259MWeの内、原子力発電設備容量は42,705MWeとなっていることがわかる。これは、温室効果ガス問題、エネルギーセキュリティ問題、国民経済に与える影響などを考慮し減縮したと言われている。

図3-2 2035年までの発電設備容量対原子力発電の比重の推移



出所：第2次エネルギー基本計画（産業通商支援部2014）、『原子力白書』、19頁。

韓国での原子力発電は、1978年4月の古里（Kori）原子力発電所の運行から始まった。2013年の基準では、原子力発電は23基⁽¹⁴⁴⁾の原子炉が稼働中であり、設備容量は20,716MWeに至る。1978年の電力生産量は2,324GWhであり、2013年の電力生産量の

⁽¹⁴³⁾ 2035年に原子力発電の設備の割合を29%にするためには、総量43GWの原子力発電の設備が必要である。「第6次電力需給基本計画」により2024年までに36GWの原子力発電の建設や運行が計画されており、残り7GWの新規設備が必要となる。（出所：2014年原子力白書、20頁）

⁽¹⁴⁴⁾ 2013年の基準では、古里（Kori）原子力発電所では6基の原子炉が稼働しており、設備容量は5,137MWeであった。また月城（Wolsong）原子力発電所は5基で設備容量は3,779MWeであった。かつての霊光原子力発電所という名前から韓光（Hanbit）原子力発電所に改称された。韓光（Hanbit）は6基で設備容量は5,900MWeである。蔚珍原子力発電所から韓蔚（Hanul）発電所に名前が変わった。6基で設備容量は5,900MWeである。（出所：www.kait.or.kr（韓国原子力産業会議））

138,784GWh と比べてみると 59.7 倍にもなっている。2000 年以降の設備利用率が 90%以上になっていたが、2011 年以後、多数の原子力発電所で偽造部品の使用が発覚し⁽¹⁴⁵⁾、その影響を受け、原子力発電の稼働が停止されることにつなぎ、原子力発電に対するかなりの依存度を持っている韓国は結局、停電の危機に迫られることになった。このような問題により、2013 年には原子力発電の稼働率が初めて 80%台まで落ちることとなった。

表 3-7 2014 年度原子力発電所の現状

原子力発電所数	設備容量 (MWe)	発電量 (MWh)	利用率 (%)	稼働率 (%)
24 基	21,716	156,406,127	85	85.4

出所：韓国水力原子力（株）

表 3-7 は 2014 年度の原子力発電所の現状をまとめたもので、2014 年基準では稼働中の原子炉の数は 24 基であり、設備容量は 20,716MWe で、発電量は 156,406,127MWh であり、利用率は 85%、稼働率は 85.4%であった。

⁽¹⁴⁵⁾ 2012 年、韓国水力原子力発電は原子力発電所部品の品質保証書が偽造されていたことを確認し調査を行った結果、品質保証書が偽造された部品が合計 561 品目の 13,802 個であることがわかった。その中、341 品目の 6,494 個のすでに原子力発電所に設置されたのである。特に、品質保証書が偽造された部品が多く使われた霊光 5 号機と 6 号機の場合は運転を停止し、問題の部品を交換することとした。そして問題の部品が少なかった霊光 3 号機と 4 号機、蔚珍 3 号機は運転をしながら部品を交換した。

第3節 シェールガスのアジア市場進出に対する韓国電力産業の対応

3.1 はじめに

2011年3月11日に発生した東日本大震災と原子力発電所の事故により、「脱原発」への要請が国の内外で高まってきた。原発の停止に伴う電力不足の問題を解決するために、最も注目を集めているのが、LNG（液化天然ガス）⁽¹⁴⁶⁾による火力発電である。天然ガスは温室効果ガスであるCO₂（二酸化炭素）の排出量⁽¹⁴⁷⁾が、石炭や石油に比べて少なく、硫酸分などの有害物質を除去して利用されているので、比較的環境負荷の少ないエネルギーである⁽¹⁴⁸⁾。

ここ数年、非在来型天然ガスの開発が米国やカナダで急速に行なわれている。非在来型天然ガスとは、①シェールガス（薄片状にはがれやすい性質をもつ頁岩に含まれている天然ガス）、②タイトサンドガス（浸透性の低い砂岩に含まれている天然ガス）、③炭層メタン（石炭に吸着した形で存在し、石炭層に含まれている天然ガス）などである。この非在来型天然ガスの可採埋蔵量に関して、Holditch（2006）は驚くべきデータを発表した。表3-9は、世界の地域別の非在来型ガスの埋蔵量を示している。ただし、原文では単位を兆立方フィート

⁽¹⁴⁶⁾ Liquefied Natural Gas.

⁽¹⁴⁷⁾ 2013年基準、韓国のCO₂（二酸化炭素）の排出量は582百万トンであり、世界のCO₂（二酸化炭素）の排出量329億トンの1.8%の割合であり、7番目の国である。第1位が中国で9,437百万トン（28.7%）、第2位がアメリカで5,184百万トン（15.7%）、第3位はインドで1,894百万トン（5.8%）、第4位はロシアで1,659百万トン（5.0%）、第5位は日本で1,234百万トン（3.7%）、第6位はドイツで746百万トン（2.3%）である。
（出所：EDMC/エネルギー・経済統計要覧2016年版）

⁽¹⁴⁸⁾ 別表1 天然ガス・石油・石炭の二酸化炭素排出量等の比較

区分	CO ₂ （二酸化炭素）	NO _x （窒素酸化物）	SO _x （硫黄酸化物）
石炭	100	100	100
石油	80	70	70
天然ガス	60	40	0

出所：資源エネルギー庁『エネルギー白書2010』

別表1は、石炭を100とした場合、CO₂（二酸化炭素）・NO_x（窒素酸化物）・SO_x（硫黄酸化物）の排出量を比較したものである。CO₂（二酸化炭素）の排出量は石炭100：石油80：天然ガス60であり、NO_x（窒素酸化物）排出量は石炭100：石油70：天然ガス40、SO_x（硫黄酸化物）の排出量は、石炭100：石油70：天然ガス0で、いずれも天然ガスの方の排出量が少ないことがわかった。

で示しているが、ここではメートル法に修正している。シェールガスが 456 兆 m^3 、タイトサンドガスが 210 兆 m^3 、炭層メタンが 256 兆 m^3 であり、世界の非在来型ガスの埋蔵量は 922 兆 m^3 ということになる。BP の Statistical Review of World Energy 2012 によると、2011 年の在来型天然ガスの埋蔵量は 208 兆 m^3 であるから、非在来型天然ガスと合わせると、1130 兆 m^3 となる。2011 年の世界の天然ガス生産量は年間約 3.28 兆 m^3 であったことから、在来型天然ガスの可採年数は約 63 年であり、非在来型天然ガスの可採年数は約 281 年ということになる。したがって、天然ガス全体の可採年数は約 344 年となる。特に、北米地域の非在来型天然ガスの埋蔵量は 233 兆 m^3 と推定され、世界の在来型天然ガスの埋蔵量を上回っている。また、非在来型ガスの中でもシェールガスの埋蔵量は多く、北米地域では実際に開発および生産が行なわれてきた。

表 3-8 世界の非在来型天然ガスの推定量

(兆 m^3)

地域	炭層メタン	シェールガス	タイトサンドガス
北米	85	109	39
中南米	1	60	37
西欧州	4	14	10
中央・東部欧州	3	1	2
旧ソ連	112	18	26
中東・北アフリカ	0	72	23
サハラ以南アフリカ	1	8	22
中央アジア・中国	34	100	10
太平洋 (OECD)	13	65	20
他のアジア・太平洋	0	9	16
南アジア	1	0	6
世界	256	456	210

出所：Holditch (2006) 「Tight Gas Sands」

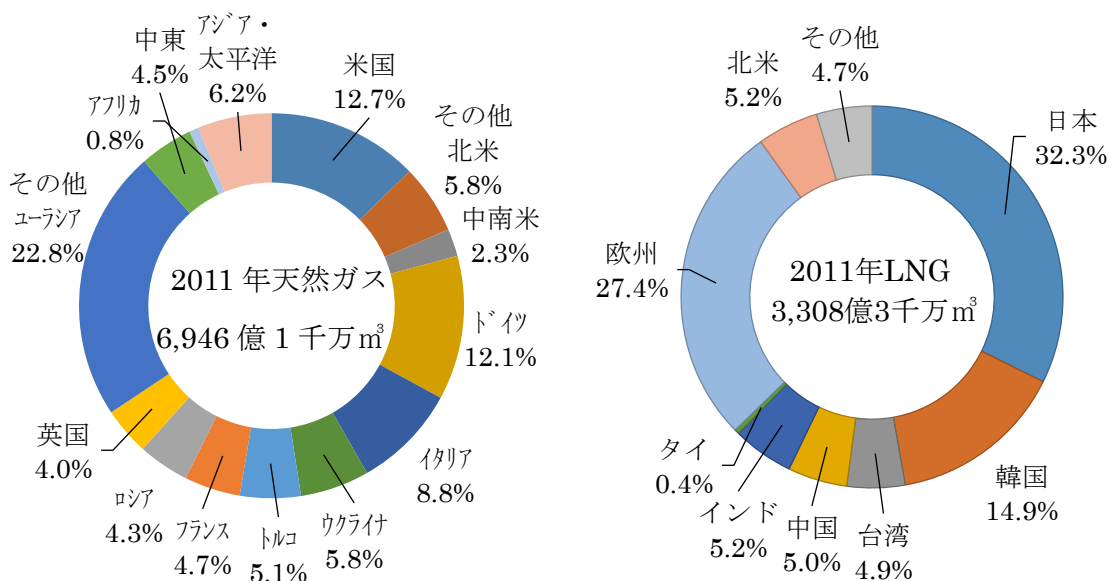
そのシェールガスの供給の増加は、世界的な LNG 価格の値下げの安定化に寄与するかもしれない。また、こうしたシェールガスの開発の進展は、市場の国際化を通じて LNG 契約の価格フォーマチュラにも変化をもたらすかもしれない。これらの変化は、天然ガス生産者にとって、競争の場を地域から世界へと規模を変えていくことになる。さらに、全面的に輸入に依存してきた東アジア地域（日本・韓国・台湾）は、これまで東南アジアやオーストラリアからのアジア地域内貿易が中心であったが、最近では地域外からの輸入のシェアも徐々に増えている。

これらの動向から、本節では、(1) 非在来型天然ガスであるシェールガス生産の開発の進展と増加がアジア地域の LNG 市場の構造をどのように変化させていくのか、(2) 東アジア地域における長期契約ガス価格の形成に構造変化をもたらすのか、さらに、(3) 石油の需要から LNG の需要へのシフトが大幅に行われるのか、(4) シェールガスの進出に伴い、韓国電力産業にどのような影響を与えるのか、これらの4点に関して考察する。

3.2 世界の天然ガス市場

世界の天然ガス市場は、北米、欧州、アジアと大きく3地域に分けられる。2011年の世界の天然ガスの総輸入量は1兆254億4千万 m^3 であった。図3-3は、パイプラインとLNGによる輸入とに分けた国あるいは地域別輸入割合を示している。天然ガスは、他の化石燃料である石油や石炭と比べて輸送や貯蔵が困難であるため、陸域ではパイプライン輸送を行い、海外へは天然ガスの主成分であるメタンをマイナス162°Cで液化することによって貯蔵を可能にし、専用のLNGタンカーで輸送される。パイプラインによる世界の天然ガスの輸入量は6,946億1千万 m^3 であり、国別輸入割合が大きい順に、米国12.78%、ドイツ12.1%、イタリア8.8%、ウクライナ5.8%、トルコ5.1%、フランス4.7%、ロシア4.3%、英国4.0%、カナダ3.8%、ベルギー3.3%となる。また、地域別輸入割合が大きい順は、欧州53.2%、北米18.6%、旧ソ連14.4%、アジア・太平洋6.2%、中東4.5%、中南米2.3%、アフリカ0.8%となる。世界のLNG輸入量は3,308億3千万 m^3 であり、国別輸入割合が大きい順に、日本32.3%、韓国14.9%、英国7.6%、スペイン7.3%、インド5.2%、中国5.0%、台湾4.9%、フランス4.4%、米国3.0%、イタリア2.6%となっている。また、地域別輸入割合が大きい順は、アジア62.7%、欧州27.4%、北米5.2%、中南米3.3%、中東1.4%となる。

図 3-3 天然ガス（パイプライン）および LNG の国・地域別輸入割合



(出所) BP, STATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY 2012 より作成

アフリカ地域にはパイプラインによる輸入国は僅かに存在するが、LNG 輸入国は存在しない。また、中南米地域や中東地域はパイプラインによる輸入量も LNG 輸入量も比較的少ないので、北米、欧州、アジア地域を天然ガスの 3 大市場と呼んでいる。これまでパイプラインによる輸入量も LNG 輸入量も右肩上がりに増加してきた。2002 年における天然ガス全体の貿易量に占めるパイプラインと LNG の割合は、パイプライン 74.2%、LNG 25.8%であったのに対して、2011 年にはパイプライン 67.7%、LNG 32.3%となっており、この 10 年間に LNG の輸入割合が大きくなっている。このような傾向は、LNG 市場が地域内市場から国際市場に進展してきていることを物語っている。

まず、北米の LNG 市場では、米国が天然ガスの生産において 2009 年以来ロシアを抜いて世界 1 位になった。米国の最近の天然ガス生産の拡大は、「シェールガス革命⁽¹⁴⁹⁾」と呼

⁽¹⁴⁹⁾ 「シェールガス革命」とは、今まで抽出が困難であったシェール（頁岩）層からの石油や天然ガス（シェールガス）の抽出が可能になったことにより、世界のエネルギー事情が大きく変わったことをいう。シェール（頁岩）に 500 から 1000 の間の強い気圧の水を当たてて人工的に大きな割れ目をつくり、ガスを抽出することができるようになった。技術革命（すなわち水平抗井、水圧破碎）によるものである。具体的にいうと一つの坑口位置から水平抗井をつくり、その次に、水圧破碎（フラクチャリング）すなわち超高压の水を投入して地層に人工的な割れ目をつくり、抽出する方法である。

ばれているシェールガス開発の進展を反映したものである。2011年の生産量と消費量はそれぞれ6,513億 m^3 と6,901億 m^3 であり、不足量はパイプラインとLNGで輸入している。この不足量も年々減少してきているので、近い将来に生産余剰が発生し、大幅な輸出への転換が行なわれる可能性が高い。米国エネルギー省は2012年1月に、米国が2016年にはLNGの純輸出国になるという予測を発表した。特に、生産したシェールガスの輸出先は、欧州・東アジアになることから東アジアのLNG市場における影響も予想される。増産を背景に米国の天然ガスの市場価格は過去2年間で半値以下に急落しており、2012年5月においては100万BTU（英国熱量単位）当たり2ドル前後であった。その当時の東アジアのLNG輸入価格が16～18ドルと比べてもかなり安いと言える。

米国の天然ガス価格の決定方式であるが、米国には競争的なガス市場が存在しているため、天然ガス価格は一般的にヘンリー・ハブ（Henry Hub）の市場価格とリンクしている。ヘンリー・ハブとは17系統のパイプラインが交差しているルイジアナ州にあるガス集積地の名前であり、そこで天然ガスの売買が行われている。米国全土で行われているガス価格は、ヘンリー・ハブ価格との格差で表示される。ヘンリー・ハブ価格との格差はその時の需要パターンや最終需要者までの輸送距離の遠近によるものが多い。米国へのLNG輸出においては、スポット販売、及び長期契約に基づく販売の2種類があるが、LNGはパイプラインガスと競合しているので、LNG価格はヘンリー・ハブ価格にリンクしている。

次に、欧州のLNG市場では、パイプラインによる天然ガス輸入が全輸入量の約84%と極めて高く、LNGは補助的な利用に留まっている。欧州内消費地へはロシア、アルジェリア、オランダ、ノルウェーなどから大型パイプラインにより天然ガスが供給され、LNGは中東やアフリカからの海上輸送といった多様な供給源により市場が形成されている。ただし、パイプラインネットワークがまだ不十分であることから、北米ほどの競争的な統一市場には至っていない。

欧州の天然ガス価格の決定方式は、天然ガスが原油や石油製品と競合しているので、天然ガス価格は石油製品の価格水準を尺度として決められているので、石油価格連動方式ということになる。LNGもヨーロッパ全土に網羅されているパイプラインによる天然ガスと競合しなければならないので、LNG価格も石油価格連動方式となる。また、欧州にはロンドンのHenry Energy Ltd.社が発表する天然ガス価格の指標であるNBP(National Balancing

Point) ⁽¹⁵⁰⁾がある。欧州では LNG・天然ガスのスポット価格と石油価格連動方式の長期契約価格の乖離が大きく広がり、需要家を中心に石油価格連動方式の廃止を求める声が起こっている。

3.3 アジアの LNG 市場

2015 年のアジア地域の LNG 輸入量は 2,386 億万 m^3 であり、国別輸入割合を見ると、日本 34.9%、韓国 12.9%、中国 7.7%、インド 6.4%、台湾 5.5%、タイ 1.1%である。アジア市場の輸入割合が 70.5%、欧州市場の割合が 16.3%、北米市場は 3.0%であるからアジア LNG 市場は最も高い割合を占めている。アジア LNG 市場の中では、東アジアの日本、韓国、台湾が主要輸入国であるが、これらに加えて、中国やインドの LNG 輸入量が増加傾向にある。さらにシンガポールやタイなど、他のアジア諸国でも今後大きく需要が伸びると予想されている。

主要輸入国である日本と韓国はともに自国でのガス産出量が乏しいことから、東南アジア、オーストラリア、そして中東から LNG を輸入してきた。そのため、高額な輸送設備を必要とし、その投資債務返済に必要なキャッシュフローを確保するため、長期相対契約が主流となっている。つまり、日本、韓国、台湾は、天然ガスの輸入を全て LNG に依存しているため、基本的には長期契約により安定的に LNG を輸入しており、欧米に比べるとスポット取引は少ない。

アジアにおける LNG 輸入価格は、JCC (Japan Crude Cocktail) ⁽¹⁵¹⁾という日本向け原油の平均 CIF 価格⁽¹⁵²⁾に連動している。天然ガス価格は、原油価格が比較的安定していた 1980 年代後期から 2004 年までは、天然ガス価格も安定していたが、近年では新興国の需要増加などを背景とした原油価格上昇の影響で高騰している。その結果、需要増加が見込まれる新興国では、日本、韓国、台湾のような長期契約を結ばないようにしている。

⁽¹⁵⁰⁾ 欧州における天然ガス価格の指標。

⁽¹⁵¹⁾ 日本の全輸入原油の CIF 平均価格である。

⁽¹⁵²⁾ CIF 価格とは条件下での貿易取引の価格である。Cost (価格) と Insurance (保険料) と Freight (運賃) で構成される。

東南アジア市場では、インドネシアやマレーシアは石油および天然ガスの生産・輸出国であったが、LNG 輸入を僅かではあるが開始している。その原因は、坂本 (2012) によると、①電力需要増加に伴うガス消費量の増加、②ガス生産量の伸び悩みであり、③補助金を使う安価なエネルギー価格設定である。

まず、インドネシアは、LNG 輸出量を大幅に減少してガスを国内市場向けに優先する政策をとっている。インドネシア国内市場で供給されるガスの価格は百万 BTU あたり 2 ドルから 6 ドルで、LNG 輸出価格 (百万 BTU あたり 13 ドルから 18 ドル) と比べると極めて安い価格であることがわかる。それ故に、2010 年から 2011 年に LNG 輸出契約数量を大幅に削減している。次に、マレーシアも 2012 年に LNG 輸入と国内市場での消費を開始した。LNG の輸入は、人口と経済活動が集中するマレー半島部において、増加する電力需要に対して、主要な発電燃料である天然ガスを供給することを目的にしていると言われている。また、タイ国営石油会社 (PTT) は、2011 年 5 月末に Map ta Phut LNG 受入基地に試運転カーゴを受け入れ、同年 9 月上旬に商業操業を開始した。最後に、シンガポールは、マレーシアとインドネシアから長期契約でパイプラインによる天然ガスを購入している。しかし、マレーシアやインドネシアは自国市場向けガス供給の政策をとっているため、安定的なガス供給のために、2010 年南西部ジュロン地域に LNG 受入基地建設を開始している。

今後、アジア地域の LNG 輸入の増加や非在来型天然ガスの供給量の増加は、LNG 輸入契約期間の短縮や LNG 供給国の多様化といった趨勢を加速化させることになり、アジア LNG 市場の構造変化をもたらすと考えられる。東南アジアの LNG 供給力が低下していることから、オーストラリアがアジア LNG の最大供給地域として台頭する可能性がある。3 つのプロジェクト (NWS、ダーウィン、Pluto) から成るオーストラリアの LNG 供給力は、2015 年から 2020 年にかけて飛躍的に増加し、カタールに取って代わり、世界最大の LNG 供給国になり、さらに 2010 年末から 2020 年代には、北米や東アフリカ地域も新規 LNG 供給国として登場してくると予想される。

3.4 北米シェールガス増産の影響

ここ数年、米国やカナダで非在来型天然ガスの開発や生産が急速に行なわれているが、1970 年代に米国における天然ガス消費量が増加していく中で、将来の天然ガスの需要増加

や既存のガス田の減少をカバーするために、非在来型天然ガスが注目されるようになった。この頃から米国では非在来型天然ガスの開発が開始され、それ以降、1980年代はタイトサンドガス、1990年代は炭層メタン、2000年代はシェールガスと、非在来型天然ガスの生産量は増加の一途をたどってきた。非在来型天然ガスは、ガスの流れやすさが劣る岩石に残留または吸着した状態のため、地下に穴を開けた状態で自然に地上に噴き出してくる在来型天然ガスと違って、地下から取り出しにくい弱点がある。しかし、水平掘削・水圧破碎といった技術の進展により、非在来型天然ガスの可採埋蔵量増加につながっていることからシェールガスの生産量が増加するようになった。このようなシェールガスの開発の単価も2007年の\$73/千 m^3 から2010年には\$31/千 m^3 に下落し、在来型天然ガスの平均開発単価\$46/千 m^3 よりも低い水準を達成している。

米国におけるシェールガスの生産量を見ると、1998年の天然ガス生産量のうちシェールガスは1.9% (2,800万 m^3) にすぎなかったが、2010年には24.1% (4億8,000万 m^3) と急速に増加してきた。EIA (2010) ⁽¹⁵³⁾によれば、米国の2025年のLNG輸入量は2005年の予想では1,800億 m^3 だったが、2010年の予想では360億 m^3 と大幅に下方修正している。このように、米国のシェールガスの開発は米国に天然ガス需給緩和の効果をもたらしたといえる。

一方、カナダもシェールガスの資源量が豊かで、米国と共にシェールガス開発に必要な技術を保有している国である。シェールガスの可能性は、ブリティッシュコロンビア州北東部、アルバータ・サスカチュワン州、ケベック州、ノバスコシア・ニューブラウンズ州に広がりを見せている。

ロイター (2012年5月29日) によると、シェルと中国石油天然ガス (Petro China)、韓国ガス公社 (KOGAS)、三菱商事は2012年5月、カナダ西海岸にLNG生産基地を建設する計画を明らかにした。また、読売新聞 (2011年7月8日) によると、三菱商事と、東京ガス、大阪ガス、中部電力などが、カナダのペン・ウエスト・エナジー社と共同でカナダの太平洋岸にLNGの大規模プラントを建設する方向で調整に入ったことが分かった。カナダ北西部のブリティッシュ・コロンビア州の内陸部で採取したシェールガスを、1000km離れた太平洋岸にパイプラインで運び、プラントで液化して輸出する計画である。ガス開発の事業費は約4000億円、プラントの建設費は1兆円規模に達すると見られ、2010年代後半

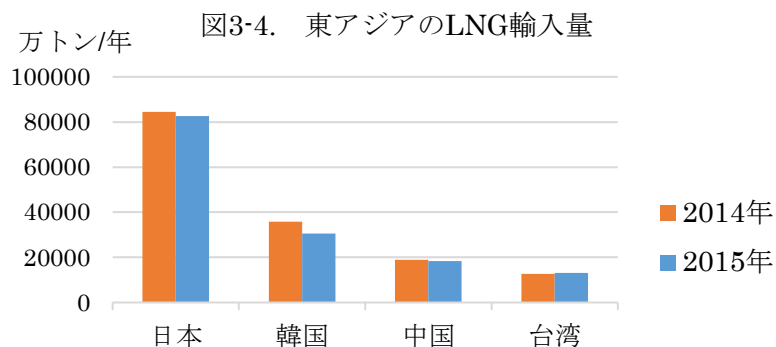
⁽¹⁵³⁾ アメリカ合衆国エネルギー省 (United States department of Energy:DOE) の中、エネルギー部 (Energy Information Administration : EIA) をいう。

から日本などへの輸出開始を目指している。1000 万トン規模の LNG プラントは、日本が関わる最大のエネルギープロジェクトであるロシアの「サハリン 2⁽¹⁵⁴⁾」に匹敵する大事業である。

3.5 東アジアの LNG 市場の構造変化

3.5.1 東アジアへの今後の LNG 供給予測

東アジア全体の LNG の輸入量は増加の一途をたどってきている。しかし、2015 年の国別の前年度比増加率を見ると、台湾 3.3%、日本-2.2%、中国-3.3%、韓国-14.9%である。台湾を除く国は輸入量が減少した。これは、天候・気象の要因と火力発電用としての LNG 需要が急減したことと、景気低迷が原因であると言われている。



(出所) BP統計2014, 2015より作成

世界 1 位の LNG 輸入国である日本は、多くの原発が停止している中、その代替エネルギーである LNG を調達しなければならないという状況である。LNG 輸入の長期契約を結ぶ新規の供給先を探すことは容易ではなく、不足分はこれまでの輸入先からの増量や欧

⁽¹⁵⁴⁾ サハリン州北東部沿岸に存在する石油および天然ガス鉱区と関連する陸上施設の開発プロジェクト。このプロジェクトにより、ロシアで初めて天然ガス液化プラントが建設された。

州や南米などの新たな輸入先からのスポット取引で対処している。また、これまで最大の LNG 供給地であった東南アジア地域の供給率は徐々に減少してきた。このような厳しい需給を反映して価格は高止まりしてきた。2015 年からオーストラリアの新規プロジェクトが順次生産を開始しているため、東アジア向け長期契約供給量が豊富になってスポット価格は欧州水準に近づいていくと考えられる。また、オーストラリアのファーガソン元資源相が言及したように（ロイター、2012 年 5 月 14 日）、シェールガスの探査は最近商業化されたばかりであるが、国内の天然ガス資源の規模を倍増させる潜在性があるとし、世界最大の LNG 輸出国カタールを 2020 年までには追い越すと予想している。この結果、オーストラリアの LNG 供給力は、2015 年から 2020 年にかけて飛躍的に増加すると思われる。

米国からの LNG 輸出に関しては、現在、天然ガスの液化基地がアラスカにしか存在していないので、大量の LNG 輸出を行なうことはできない。米国は 2000 年代前半には将来的に LNG の輸入大国になると見ていたので、米国で整備されたのは液化設備ではなく、輸入 LNG の受入基地であった。AEI のマイケル・マツザとゲイリー・シュミットによる論説（ウォール・ストリート・ジャーナル、2012 年 6 月 10 日）では、米国は、ポスト福島原発停止で大量の天然ガスを輸入せざるを得なくなっている日本に、アラスカ産天然ガスを輸出すべきだが、米国内にはこれを阻む勢力があると述べている。特に、日本のような自由貿易協定（FTA：Free Trade Agreement、以下 FTA）を締結していない国向けの輸出は政府の許可が義務付けられているので、日本向けの新たな LNG 輸出業者への輸出許可証を出すのは時間がかかると見られたが、2013 年、米国エネルギー省（DOE）⁽¹⁵⁵⁾は「ケース・バイ・ケース」の形で審査した後、承認することを決めた。これにより、日本は 3 つのプロジェクト⁽¹⁵⁶⁾の LNG 輸入承認を得た。

米国では、現時点で唯一新規事業として LNG の輸出が認められているのは Cheniere 社だけであり、アジアにおいては、インドの GAIL 社と韓国の KOGAS 社が Cheniere 社と長期契約（20 年間）を締結している。その結果、2015 年にメキシコ湾岸のサビンパス基地か

⁽¹⁵⁵⁾ アメリカの天然ガス生産は 2012 年基準では、69.2Bcf/d である。LNG 輸出申請プロジェクト数は 34 であり、その内 FTA 向け輸出プロジェクトの累積量は 37.02Bcf/d、非 FTA 向け輸出プロジェクトの累積量は 34.12Bcf/d である。またその内承認済みの累積量は 8.47Bcf/d である。

⁽¹⁵⁶⁾ 日本の 3 つのプロジェクトが承認されたのは Freeport プロジェクトが 2013 年 11 月、Cove point プロジェクトが 2013 年 9 月、Cameron プロジェクトが 2014 年 2 月であり、総累積量は 8.47Bcf/d となる。

らアジアに向けて LNG 供給が開始される予定である。パイプラインの天然ガスを LNG に加工するための液化コストは百万 BTU あたり 3 ドル程度（後述の韓国 KOGAS 向け契約価格）である。輸出が想定されるメキシコ湾から日本や韓国までの LNG 船の輸送コスト（FOB）は百万 BTU あたり 4 ドル程度と想定される。これに LNG 設備までのパイプライン使用料、海上輸送保険料などを加味すると、米国のパイプラインガスを LNG にして日本や韓国に輸出するまでにかかるコストは百万 BTU あたり 8 ドルから 9 ドル程度になるとみられる。

次に、将来の東アジア向け LNG 供給地として注目されているのが、モザンビークやタンザニアなどの東アフリカである。天然ガスの液化事業が計画通り進めば、アフリカ最大の LNG 輸出国であるナイジェリアを上回ることになる。LNG 輸出が始まるのは 2020 年以降と考えられる。

3.5.2 東アジアにおける LNG 価格の予測

これまで東アジアの LNG 価格は原油価格を指標として決定されてきたが、新たな LNG 価格フォーミュラが期待されている。きっかけとなったのは、米国の Cheniere 社がサビンパス基地から東アジア向けに LNG 価格をヘンリー・ハブ市場価格による原料価格に固定タリフを加えたもので長期契約を締結したことによる。

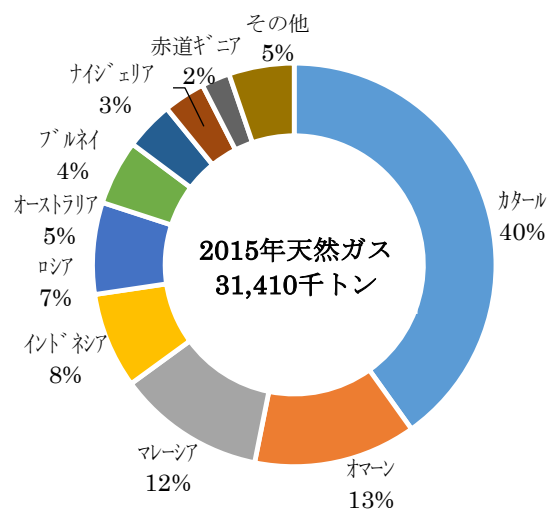
欧州では市場価格によるガス取引比率が上昇しているように、今後東アジアでも市場価格による取引を望む声は大きくなるに違いない。東アジア向け LNG 供給は長期的契約が中心であり、事業採算と価格フォーミュラを確定してからプロジェクトが成立する。2015 年 5 月の時点では、東アジア市場での新規 LNG 契約のほとんどがオーストラリアからの輸入なので、供給形態は、原油価格を指標とする長期契約フォーミュラになる。他の既存 LNG 供給地域（東南アジア、中東）と新規 LNG 供給地域（東アフリカ、カナダ）の供給形態も、基本的には原油価格を指標とする長期契約である。しかし、米国の LNG 輸出価格フォーミュラは、ヘンリー・ハブ市場価格を基本としているので、米国でどれだけの LNG 輸出が認可され、どの程度東アジアへの輸出供給力が確保できるかによって新たな LNG 価格フォーミュラへの変更が可能になるかである。

3.6 韓国電力産業の対応

3.6.1 韓国の LNG 輸入および契約状況

韓国は 1986 年 10 月にインドネシアから LNG を輸入し始めた。2015 年の LNG 輸入量は 31,410 千トンである。具体的にみると、カタール 12,604 千トン、オマーン 4,090 千トン、マレーシア 3,717 千トン、インドネシア 2,409 千トン、ロシア 2,309 千トン、オーストラリア 1,635 千トン、ブルネイ 1,228 千トン、ナイジェリア 1,058 千トン、赤道ギニア 713 千トン、その他 1,647 千トンである。その他の国は、イエメン、アルジェリア、パプアニューギニア、ベルギー、シンガポール、オランダ、スペイン、インド、トリニダード・トバゴである（図 3-5）。

図 3-5 2015 年韓国の天然ガス輸入国・輸入量



(出所) KOGAS の統計より作成

LNG の導入期間は 15 年から 20 年以上と長期契約がほとんどである。最近の長期契約はアメリカとの 20 年の LNG 購買契約であり、2037 年から 2038 年に満了する予定である。KOGAS は Sabine Pass Phase II と 350 万トン/年、SK E&S は Freeport LNG と 220 万トン/年の液化容量契約を締結し、GS EPS は日本の三井を通じ、60 万トン/年を輸入する予

定である⁽¹⁵⁷⁾。このように、今までの長期契約から、非在来ガスの開発後は、契約構造や条件などの変化により、柔軟な契約構造に変わってきた。またアメリカの LNG 輸出開始により長期契約への移行が進んでいる。このように非在来ガスの輸入が活性化された場合、輸入先国が変化する可能性もある。例えば、カタールの場合、2024 年に KOGAS（韓国ガス公社）と約 5 百万トン/年の契約が終了する予定であるが、契約延長の可能性は低いと予想されている。

韓国における LNG 契約期間の状況⁽¹⁵⁸⁾は、2014 年 1 月の開始であるインドネシアからの 40 万トン、2014 年 4 月の開始であるオーストラリアからの 220 万トンも 3 年の短期契約であるが、その他は長期契約であることがわかる。かつて LNG 契約においてはほとんど長期契約であったが、最近は少しずつ契約の形式が変わってきている。ここで注目すべき点は、インドネシアの 1994 年から 2014 年までの長期契約が延長されずに満了したことである。このようなケースはこれから相次いで発生すると予想される。2016 年のオーストラリア、2017 年のインドネシア、2018 年のマレーシアなどの契約がどのようなものになるのかも注目に値する。

かつて LNG 取引は硬直的であった。シェールガスの輸入と共に求められるのは、LNG 取引を柔軟にするということである。日本の経済産業省は 2016 年 5 月 2 日に LNG 市場戦略を発表した。その中では、長期契約がほとんどである取引方式を短期契約やスポット取引へと分散すること、また目的地条項を緩和することなどの必要性を挙げている。

⁽¹⁵⁷⁾ 李ホム（2015）『天然ガス市場メガトレンドの波及効果および対応戦略研究：地域内の取引活性化を通じた LNG 取引の改善法案』エネルギー経済研究院、65 頁～66 頁。

⁽¹⁵⁸⁾ KOGAS（Korea Gas Corporation：韓国ガス公社）は 1986 年 11 月に 発電部門にガス供給を開始し、1987 年 2 月には都市ガス用にガス供給を開始した。現在ガス販売は KOGAS の独占販売である。

表 3-9 輸入国と契約状況

契約 種類	国	容量 (毎年)	期間 (年)	契約 方式	備考
短期契約	オーストラリア	220 万トン	3 年	DES ⁽¹⁵⁹⁾	2014年4月 から開始
短期契約	インドネシア	40 万トン	2 年	DES	2014年1月 から開始
長期契約	オーストラリア	50 万トン	2003 年～2016 年	DES	
長期契約	ブルネイ	100 万トン	1997 年～2018 年	DES	
長期契約	インドネシア	200 万トン	1994 年～2014 年	FOB	契約満了
長期契約	インドネシア	100 万トン	1998 年～2017 年	FOB	
長期契約	マレーシア	100-200 万トン	1995 年～2018 年	FOB	
長期契約	マレーシア	200 万トン	2008 年～2028 年	DES	
長期契約	ロシア	150 万トン	2008 年～2028 年	FOB	
長期契約	カタール	492 万トン	1999 年～2024 年	FOB	
長期契約	カタール	210 万トン	1999 年～2024 年	FOB	
長期契約	カタール	200 万トン	2012 年～2032 年	DES	
長期契約	オーマン	406 万トン	2007 年～2027 年	DES	
長期契約	イエメン	200 万トン	2008 年～2028 年	FOB	
長期契約	ロシア	150 万トン	2008 年～2028 年	FOB	

出所：GIIGNL, *The LNG Industry 2014* を基に作成

⁽¹⁵⁹⁾ DES (Debt Equity Swap) は、債務と株式を交換することをいう。

3.6.2 韓国電力産業の対応

3.6.2.1 韓国電力の状況

韓国は 2013 年基準で、CO₂ の排出量が 582 百万トンと OECD の内第 7 位であるが、2030 年までに BAU 対比⁽¹⁶⁰⁾37% (851 百万トン) 減縮を目標としている。これは温室効果ガス排出量の削減に対する認識が高いことを示しているといえる。この意味からも、CO₂ の排出量が多いエネルギー源を減らす必要があるといえる。第 6 次電力需給基本計画 (2013～2027 年) と第 7 次電力需給基本計画 (2015～2029 年) を比較してみると、原子力発電は 2027 年度が 27.4%、2029 年が 28.2% の見込みであり、石炭は 2027 年が 34.7%、2029 年が 32.3%、LNG は 2027 年が 24.3%、2029 年が 24.8%、再生エネルギーは 2027 年が 4.5%、2029 年が 4.6%、集団⁽¹⁶¹⁾は 2027 年が 4.6%、2029 年が 5.8%、石油・揚水は 2027 年が 4.5%、2029 年が 4.3% となる予定である。2015 年から 2029 年までに、原子力発電所は 13 基、石炭発電所は 20 基、LNG 発電所は 14 基建設される予定である。これは原子力発電と石炭発電がこれから増加する可能性が高いことを表している。このままでは CO₂ などの温室ガスの排出量の削減は厳しいと思われる。

表 3-10 第 6 次・第 7 次電力需給基本計画の比較

区分	原子力	石炭	LNG	再生	集団	石油・揚水
第 6 次 (27 年)	27.4%	34.7%	24.3%	4.5%	4.6%	4.5%
第 7 次 (29 年)	28.2%	32.3%	24.8%	4.6%	5.8%	4.3%

出所：第 6 次・第 7 次電力需給基本計画

また、2013 年度、韓国の電力におけるエネルギー源別の発電量は 517,148 GWh である。その割合は、火力発電の石炭が 200,444 GWh の 38.8% で一番高い割合であり、次は原子力で 138,784 GWh の 26.8%、火力発電の LNG が 127,724 GWh の 24.7%、火力発電の石油

⁽¹⁶⁰⁾ BAU (Business As Usual) 対比とは特段の対策のない自然ケースに比べての効果をいう。

⁽¹⁶¹⁾ 集団とは、熱併給発電所、熱専用ボイラー、資源回収施設など 1 ヶ所以上のエネルギー生産施設で生産される複数のエネルギー (主に熱と電気) を主居・商業あるいは産業団地内の多数の需要者に一括で供給する。

が 15,751 GWh の 3.0%、集団が 14,633 GWh の 2.8%、代替エネルギーが 11,267 GWh の 2.2%、水力発電量が 8,543 GWh で 1.7%である。石炭による火力発電量は、2009 年の 44.6% の最高の割合を記録した後、僅かの差であるが、約 40%に近い発電量となったであることがわかる。

石炭は、CO₂（二酸化炭素）やNO_x（窒素酸化物）やSO_x（硫黄酸化物）などの排出量が多いことから環境に優しくないエネルギー源である。また、2 番目に高い割合のエネルギー源である原子力は、3・11 東日本大震災の経験からもリスクが高いエネルギー源であることがすでに知られているとおり、安全性が高いエネルギー源ではあるとは言い難い。ここで、安全でありながら環境問題にも考慮したエネルギー源を拡大する必要があると考え、4 つのシナリオを提案したい。

表 3-11 エネルギー源別の発電量

(単位：GWh)

区分	水力	原子力	集団	代替	火力			合計 (100%)
					石炭	石油*	LNG	
2002	5,311 (1.7%)	119,103 (38.9%)	—	—	118,022 (38.5%)	25,095 (8.2%)	38,943 (12.7%)	306,474
2003	6,887 (2.1%)	129,672 (40.2%)	—	—	120,276 (37.3%)	26,526 (8.2%)	39,090 (12.1%)	322,452
2004	5,861 (1.7%)	130,715 (38.2%)	3,553 (1.0%)	350 (0.1%)	127,158 (37.2%)	18,511 (5.4%)	55,999 (16.4%)	342,148
2005	5,189 (1.4%)	146,779 (40.3%)	2,759 (0.8%)	404 (0.1%)	133,658 (36.7%)	17,733 (4.9%)	58,118 (15.9%)	364,638
2006	5,219 (1.4%)	148,749 (39.0%)	2,597 (0.7%)	511 (0.1%)	139,205 (36.5%)	16,598 (4.4%)	68,302 (17.9%)	381,181
2007	5,042 (1.3%)	142,937 (35.5%)	3,084 (0.8%)	829 (0.2%)	154,674 (38.4%)	18,032 (4.5%)	78,427 (19.5%)	403,124
2008	5,561 (1.3%)	150,958 (35.7%)	5,336 (1.3%)	1,090 (0.3%)	173,508 (41.1%)	10,094 (2.4%)	75,809 (17.9%)	422,355
2009	5,641 (1.3%)	147,771 (34.1%)	5,827 (1.3%)	1,791 (0.4%)	193,216 (44.6%)	14,083 (3.3%)	65,274 (15.1%)	433,604
2010	6,472 (1.4%)	148,596 (31.3%)	8,080 (1.7%)	3,984 (0.8%)	197,916 (41.7%)	12,878 (2.7%)	96,734 (20.4%)	474,660
2011	7,831 (1.6%)	154,723 (31.1%)	12,429 (2.5%)	7,592 (1.5%)	200,124 (40.3%)	12,492 (2.5%)	101,702 (20.5%)	496,893
2012	7,652 (1.5%)	150,327 (29.5%)	13,061 (2.6%)	10,563 (2.1%)	198,831 (39.0%)	15,156 (2.9%)	113,984 (22.4%)	509,574
2013	8,543 (1.7%)	138,784 (26.8%)	14,633 (2.8%)	11,267 (2.2%)	200,444 (38.8%)	15,751 (3.0%)	127,724 (24.7%)	517,148

出所：2015 エネルギー統計年報 注) *石油は重油と軽油の合計である。

3.6.2.2 シナリオおよび分析

まず、環境問題に対応するために石炭発電量をどのくらい減らしたほうが良いかについて、シナリオ A とシナリオ B を提案し、続いて、原子力発電による様々なリスクから安全性を確保するためにシナリオ C とシナリオ D を提案する。ここでの提案はどれも現在の主な発電源による電力量を最大 20%削減することを目標としており、減らした分を補うために LNG による発電量を増やすことを考え、どれだけ LNG 量が必要になるのかを検討する。

— シナリオ —

- A. CO₂ 排出量を減らすために、石炭発電量を 10%削減する。
- B. CO₂ 排出量を減らすために、石炭発電量を 20%削減する。
- C. CO₂ を減らすと共に原子力による様々なリスクを最小化するため、石炭発電量を 20%、原子力発電量を 10%削減する。
- D. CO₂ を減らすと共に原子力による様々なリスクを最小化するため、石炭発電量を 20%、原子力発電量を 20%削減する。

シナリオ A では、石炭火力発電を 10%削減する。2013 年基準では、石炭の発電量は 200,444GWh であり、全体の 38.8%となっている。この発電量を 10%削減するのは、全体の 3.8%である 20,444GWh を削減することである。シナリオ B では石炭火力発電を 20%削減するため、全体の 7.7%である 40,088GWh を削減することとなる。シナリオ C は石炭を 20%、原子力を 10%削減する案であるので、石炭の発電量 40,088GWh と原子力の発電量 13,878GWh を削減する。シナリオ D では、石炭を 20%、原子力を 20%削減する案であり、石炭の発電量 40,088GWh と原子力の発電量 27,756GWh を削減することとなる。これらにより削減された発電量は LNG へと移行させることを提案する。4つのシナリオにより、増加すべき LNG 量を算出してみた結果、シナリオ A の場合は 7,434 千トン、シナリオ B では 14,577 千トン、シナリオ C では 19,624 千トン、シナリオ D では 24,670 千トンとなった。いずれの場合も、大量の LNG が必要となる。シェールガスの開発により、天然ガスが豊かな資源となったのは間違いない。アジアにおけるシェールガス市場はアメリカやカナダなどのような競争市場になる可能性が高い。この競争により、短期契約などの柔軟な契約形式が増えると予想される。これは市場価格であるスポット価格が適用され、安い価

表 3-12 LNG 価格と原油価格と指数化した値

年月	価格		指数		1ヵ月遅れ		2ヵ月遅れ		3ヵ月遅れ		4ヵ月遅れ		5ヵ月遅れ	
	LNG	OIL	LNG	OIL	LNG	OIL-1	LNG	OIL-2	LNG	OIL-3	LNG	OIL-4	LNG	OIL-5
2013.1	17.79	111.89	100	100	LNG	OIL-1								
2	17.72	113.19	99.61	101.16	99.61	100.00	LNG	OIL-2						
3	18.31	115.59	102.92	103.31	102.92	101.16	102.92	100.00	LNG	OIL-3				
4	17.71	111.27	99.55	99.45	99.55	103.31	99.55	101.16	99.55	100.00	LNG	OIL-4		
5	16.94	106.51	95.22	95.19	95.22	99.45	95.22	103.31	95.22	101.16	95.22	100.00	LNG	OIL-5
6	17.69	104.64	99.44	93.52	99.44	95.19	99.44	99.45	99.44	103.31	99.44	101.16	99.44	100.00
7	16.98	104.65	95.45	93.53	95.45	93.52	95.45	95.19	95.45	99.45	95.45	103.31	95.45	101.16
8	17.00	107.09	95.56	95.71	95.56	93.53	95.56	93.52	95.56	95.19	95.56	99.45	95.56	103.31
9	17.01	110.99	95.62	99.20	95.62	95.71	95.62	93.53	95.62	93.52	95.62	95.19	95.62	99.45
10	16.49	113.44	92.69	101.39	92.69	99.20	92.69	95.71	92.69	93.53	92.69	93.52	92.69	95.19
11	16.71	112.70	93.93	100.72	93.93	101.39	93.93	99.20	93.93	95.71	93.93	93.53	93.93	93.52
12	17.72	112.09	99.61	100.18	99.61	100.72	99.61	101.39	99.61	99.20	99.61	95.71	99.61	93.53
2014.1	17.76	113.46	99.83	101.40	99.83	100.18	99.83	100.72	99.83	101.39	99.83	99.20	99.83	95.71
2	17.96	110.89	100.96	99.11	100.96	101.40	100.96	100.18	100.96	100.72	100.96	101.39	100.96	99.20
3	17.81	110.09	100.11	98.39	100.11	99.11	100.11	101.40	100.11	100.18	100.11	100.72	100.11	101.39
4	17.67	109.45	99.33	97.82	99.33	98.39	99.33	99.11	99.33	101.40	99.33	100.18	99.33	100.72
5	17.68	109.11	99.38	97.52	99.38	97.82	99.38	98.39	99.38	99.11	99.38	101.40	99.38	100.18
6	17.51	109.96	98.43	98.28	98.43	97.52	98.43	97.82	98.43	98.39	98.43	99.11	98.43	101.40
7	17.43	111.61	97.98	99.75	97.98	98.28	97.98	97.52	97.98	97.82	97.98	98.39	97.98	99.11
8	16.23	110.52	91.23	98.78	91.23	99.75	91.23	98.28	91.23	97.52	91.23	97.82	91.23	98.39
9	15.70	106.22	88.25	94.93	88.25	98.78	88.25	99.75	88.25	98.28	88.25	97.52	88.25	97.82
10	15.23	100.74	85.61	90.03	85.61	94.93	85.61	98.78	85.61	99.75	85.61	98.28	85.61	97.52
11	16.41	90.82	92.24	81.17	92.24	90.03	92.24	94.93	92.24	98.78	92.24	99.75	92.24	98.28
12	16.58	79.13	93.20	70.72	93.20	81.17	93.20	90.03	93.20	94.93	93.20	98.78	93.20	99.75
2015.1	15.50	63.83	87.13	57.05	87.13	70.72	87.13	81.17	87.13	90.03	87.13	94.93	87.13	98.78
2	14.69	49.45	82.57	44.20	82.57	57.05	82.57	70.72	82.57	81.17	82.57	90.03	82.57	94.93
3	13.05	54.73	73.36	48.91	73.36	44.20	73.36	57.05	73.36	70.72	73.36	81.17	73.36	90.03
4	11.02	56.07	61.94	50.11	61.94	48.91	61.94	44.20	61.94	57.05	61.94	70.72	61.94	81.17
5	9.04	59.19	50.82	52.90	50.82	50.11	50.82	48.91	50.82	44.20	50.82	57.05	50.82	70.72
6	8.79	63.99	49.41	57.19	49.41	52.90	49.41	50.11	49.41	48.91	49.41	44.20	49.41	57.05
7	9.32	63.85	52.39	57.06	52.39	57.19	52.39	52.90	52.39	50.11	52.39	48.91	52.39	44.20
8	10.16	59.09	57.11	52.81	57.11	57.06	57.11	57.19	57.11	52.90	57.11	50.11	57.11	48.91
9	10.01	51.26	56.27	45.81	56.27	52.81	56.27	57.06	56.27	57.19	56.27	52.90	56.27	50.11
10	10.37	47.88	58.29	42.79	58.29	45.81	58.29	52.81	58.29	57.06	58.29	57.19	58.29	52.90
11	9.40	47.48	52.84	42.43	52.84	42.79	52.84	45.81	52.84	52.81	52.84	57.06	52.84	57.19
12	10.15	43.51	57.05	38.89	57.05	42.43	57.05	42.79	57.05	45.81	57.05	52.81	57.05	57.06
2016.1	8.46	37.04	47.55	33.10	47.55	38.89	47.55	42.43	47.55	42.79	47.55	45.81	47.55	52.81
2	7.99	30.36	44.91	27.13	44.91	33.10	44.91	38.89	44.91	42.43	44.91	42.79	44.91	45.81
3	7.50	32.01	42.16	28.61	42.16	27.13	42.16	33.10	42.16	38.89	42.16	42.43	42.16	42.79
4	7.00	36.96	39.35	33.03	39.35	28.61	39.35	27.13	39.35	33.10	39.35	38.89	39.35	42.43

出所：原油価格は日本貿易統計、LNG 価格は IMF

(注：LNG 単位は US ドル/100 万 BTU、OIL 単位は US ドル/Barrel)

格で天然ガスを輸入することができるということで大きな意味がある。安い価格で LNG が供給され、CO₂ 排出量の削減と共に原子力による様々なリスクを最小化することができるという 2 つの目的を同時に満たす結果となる。

実際に削減される金額を計算してみると、シナリオ A では 15,402 億ウォン、シナリオ B では 30,202 億ウォン、シナリオ C では 39,507 億ウォン、シナリオ D では 48,812 億ウォンとなった。もちろん削減された発電量を LNG で補うため、LNG が増加した分金額が増えることになる。そこで、どのくらい金額が増えるのか計算してみた。2016 年 1 月基準では、スポット LNG 取引の平均価格は、7.9 ドル/MMBTU であった⁽¹⁶²⁾。まずこの金額を適用して計算してみた。その結果、シナリオ A で増加すべき LNG 量 7,434 千トンでは 6,323 億ウォン、シナリオ B の 14,577 千トンは 12,399 億ウォン、シナリオ C の 19,624 千トンは 16,691 億ウォン、シナリオ D の 24,670 千トンは 20,984 億ウォンとなった。

また、2016 年 6 月基準のスポット LNG 取引の平均価格は、期間で最も安い 4.5 ドル/MMBTU⁽¹⁶³⁾であり、この価格を反映して計算してみると、シナリオ A では 3,657 億ウォン、シナリオ B では 7,172 億ウォン、シナリオ C では 9,655 億ウォン、シナリオ D では 12,137 億ウォンがかかることになる。

これらの結果から、環境問題や安全性を確保することができ、さらに金額面からも石炭や原子力を削減した金額よりかなり安い価格で同じ発電量を供給することができるということがわかった。シナリオ A では、スポット LNG 取引の平均価格が 7.9 ドル/MMBTU の場合の必要金額は 6,323 億ウォンであり、石炭や原子力を削減した場合の 15,402 億ウォンの 41%の金額で同じ発電量を確保できることとなる。また、スポット LNG 取引の平均価格が 4.5 ドル/MMBTU の場合は必要金額が 3,657 億ウォンであり、石炭や原子力を削減した場合の 15,402 億ウォンの 23.7%の金額で同じ発電量を得られることとなる。

このように、シェールガスの輸入は、安い価格で安全性が高いエネルギーを確保することができるという意味でも韓国の電力産業に与える影響は大きいと思われる。

⁽¹⁶²⁾ 2016 年 1 月の為替で計算すると、1kWh 当たりで 30.93 ウォンとなる。

⁽¹⁶³⁾ 2016 年 6 月の為替で計算すると、1kWh 当たりで 17.89 ウォンとなる。

表 3-13 4つのシナリオにより削減される金額と LNG 増加に必要な金額

(単位：億ウォン)

区分	石炭または原子力の削減金額	LNG の増加による必要金額 (7.9 ドル/MMBTU) *	LNG の増加による必要金額 (4.5 ドル/MMBTU) **
シナリオ A	15,402	6,323	3,657
シナリオ B	30,202	12,399	7,172
シナリオ C	39,507	16,691	9,655
シナリオ D	48,812	20,984	12,137

注) *は 2016 年 1 月のスポット LNG 取引の平均価格。

**は 2016 年 6 月のスポット LNG 取引の平均価格。

一般的に LNG 価格は 5 ヶ月前の原油価格に影響されると言われている。ここで、実際にどの時点になるのかを分析してみた。表 3-13 は、原油価格と LNG 価格を 2013 年 4 月を基準時に指数化し、それらの相関関係を分析した結果である。同時点 t の両資源の価格の相関係数は 0.923 であり、かなり高い相関関係にあるが、 t 時点の LNG 価格と 3 ヶ月前 ($t-3$ 時点) の原油価格の相関関係は 0.987 と最も高いことがわかる。一般的に言われている 5 ヶ月前の原油価格 ($t-5$ 時点) との相関係数は 0.950 となり、 $t-3$ 時点の原油価格との相関係数より低い値となった。この分析から最近 3 年間において原油価格が LNG 価格に反映されるのは約 3 ヶ月前の価格が最も関係性が高いことが明らかになった。

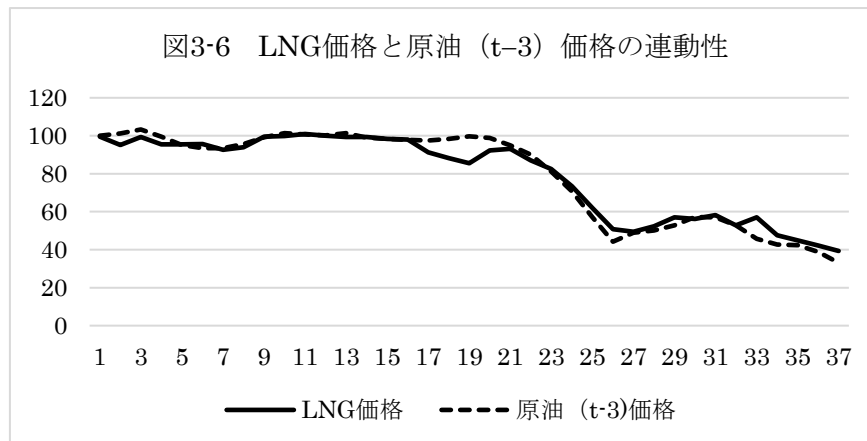
表 3-14 原油価格と LNG 価格の相関関係を分析した結果

t	$t-1$	$t-2$	$t-3$	$t-4$	$t-5$
0.92348	0.949133	0.97205	0.987326	0.981468	0.950114

注) t は同じ期間を意味する。 $t-1$ は 1 ヶ月前の原油価格を意味する。

$t-2$ は 2 ヶ月前の原油価格を反映することになる。

それをグラフにして連動性を見ると (図 3-6)、LNG 価格の動きと 3 ヶ月前の原油価格の動きがかなり一致していることからこれらの価格が連動していることが認識できる。



以上の分析の結果から LNG 価格は原油価格に連動するが、すぐではなく約 3 ヶ月遅れて反映される結果となる。

次に、原油価格と LNG 価格の変動性を確認するため、変動係数の分析を行った。変動係数 CV (coefficient of variation) は、標準偏差 s を算術平均 \bar{X} で割ったものに 100 を掛けると求められる。式の以下の通りである。

$$CV = \frac{s}{\bar{X}} \times 100 (\%)$$

s : 標準偏差

\bar{X} : 算術平均

この変動係数により、異なる種類のデータの散らばりの程度を、直接比較することができる。過去 3 年間の毎月の原油価格と LNG 価格の変動係数を分析した結果、原油価格の変動係数は 37.15% であり、LNG の変動係数は 27.53% となった。一般的に、変動係数が小さいとリスクが小さいと判断される。この分析では、LNG 価格の変動係数が原油価格の変動係数よりも小さいので、原油よりも LNG は価格が安定したエネルギー源であるといえる。

3.7 終わりに

世界中どの国にも電力は必要不可欠なものである。そのため、電力に必要な発電のエネルギーを慎重に選ぶのは最も大事なことである。地球温暖化対策への関心が高まる中、温室効果ガスの排出量が少ない燃料として遜色がない天然ガスは、原子力発電によるリスクも避けられる安全性が高いエネルギー源であるともいえる。この天然ガスの一つであるシェールガスが、その開発により世界中の天然ガス市場に大きい影響を与えているのは間違いない。かつての LNG 貿易は長期契約をはじめ、購入者に不利な様々な条件があったのは事実である。しかし、シェールガスの開発と商業化により、LNG 市場の構造が変わっている今日、今までの発電エネルギー源の割合に変化を起こす必要があると考えられる。したがって、CO₂排出量を減らすため、また、原子力による様々なリスクを最小化するため、4つのシナリオを挙げ、どのくらい LNG 量を増やすべきかを検討した。また、一般的に LNG 価格は原油価格に 5 ヶ月遅れで連動していると言われていたが、実際の分析により、3 ヶ月遅れで反映されるという結果を得た。さらに、原油価格と LNG 価格の変動係数の測定した結果、LNG 価格は原油価格よりも変動係数が約 10% 小さいことがわかった。これは石油価格が上昇しても LNG 価格に同程度の影響はなく、LNG 価格は比較的安定したエネルギーであることを示す。

ロイター（2016年2月25日）によると、アメリカ産のシェールガスが2017年に本格的に輸入される見込みであるという。韓国はアメリカと FTA を締結しており、それはアメリカ産のシェールガスを輸入する際には有利な条件となる。さらに、市場価格が適用されると安い価格で LNG を輸入することができるから、石炭や原子力などを減らした分を、LNG で賄うことが有効であると考えられる。しかし、大量の LNG を輸入する際、貯蔵施設が不足しているという問題があるため、LNG の貯蔵施設を迅速に増設する必要があると思われる。最近、日本で発表された「LNG ハブ⁽¹⁶⁴⁾」が実現できれば、ガスセキュリティの問題や価格などにも大きい影響が与えられると期待される。これらの変化は、韓国電力産業にとっては明るいニュースであり、環境問題も考慮し、原子力発電によるリスクも下げられるエネルギー源である LNG が確保できると考えられる。

⁽¹⁶⁴⁾ 取引が集積し、価格の形成・発信が行われる拠点。

第4章 韓国の電力産業について

1990年代の韓国では、公益事業改革が進められ、エネルギー部門の改革が開始された。電力自由化という変化に合わせ、エネルギー産業に対する規制緩和が進められ、さらに、電力産業の構造改革による電力部門の分離・民営化が推進された。2001年には韓国も電力自由化を導入し、第1段階から第4段階までの改革を推進するが、計画通りに進まないまま現在まで至っている。

第4章では韓国の電力産業について詳しく把握する。第1節では、韓国の電力産業の構造改編について述べる。1.1では韓国の電力産業の特徴を、1.2では韓国の発送電分離について分析する。第2節では、韓国電力産業の諸問題について述べる。

第1節 韓国の電力産業の構造改編

1.1 韓国の電力産業の特徴

韓国の電力産業を見ると次のような特徴が挙げられる。①韓国の電力産業は公益事業であると共に、基幹産業⁽¹⁶⁵⁾であると言われていることである。電力は国民が生活するための必需品であるだけでなく、経済発展のために欠かせないものである。②運営システムは全国的に独占構造で運営されていることである。これは発電・送電・配電などが垂直統合独占で運営されていることを意味している。③2014年における総発電量（5,421億 kWh）の電源

⁽¹⁶⁵⁾ 基幹産業とは基礎産業（basic industry）とも呼ばれるものであり、ある国の経済活動の基礎となる産業で、主に重要生産財を生産する産業をいう。これには鉄鋼などの金属工業、石炭・石油・ガスなどの動力産業、機械・造船・車両などの機械産業、肥料などの化学工業などが挙げられ、経済活動に大きな影響を与えている。したがって、国によってはこういった産業は独占的な体系で運用されることが多い。

構成は、石炭が 39%、原子力が 30%、天然ガスが 22%で、主な電源は発電単価が安い石炭および原子力が占めている。この内、原子力発電の設備利用率は 90%台と高かったが、2013 年の偽造部品による原発の停止の問題で、20 年ぶりに 80%以下に下落した⁽¹⁶⁶⁾。④2014 年の電力負荷率は 74.3%であり、日本の 67.2%よりも高い⁽¹⁶⁷⁾。⑤総需要に占める産業部門の需要は 2011 年には 58.4%で、2012 年には 47.7%に減少したが、総需要の半分近くを占めている。それは電力料金が企業支援のための政策的料金と位置付けられているためであり、政府の財政負担により、電力会社の損失を補填しているからである。これは低い法人税と共に韓国企業の国際競争力強化のための政策といえる。⑥したがって、電力料金の中でも、産業部門の電力料金は原価より安い価格で策定されており、また農業のため使われている電力料金も原価以下の料金を適用しているため、韓国電力公社（KEPCO: Korea Electric Power Corporation、以下 KEPCO）は赤字を免れない状況が続いている。電力料金は、2014 年の基準では 89.62（ウォン/kWh）で、経済協力開発機構（OECD）諸国の中でも最も安いといわれている。

1.2 韓国の発送電分離

1.2.1 韓国の発送電分離の構造

韓国の電力産業は規模の経済による自然独占が認められてきたが、孫・鄭（1993）は韓国の電力産業において 1990 年代から規模の経済が消滅した主張している。反面、李（1995）と宋（2000）は電力産業にはいまだ規模の経済が存在していると主張している。このよう

⁽¹⁶⁶⁾ 2012 年から 2013 年における原子力発電所の稼働率は 75.5%から 82.3%であった。これは、2012 年に原子力発電設備の部品の品質保証書が偽造されたことが発覚し、問題の部品の交換をするために、原子力発電所をやむを得ず停止したことが主な原因である。これにより原子力発電量は、2011 年には 154,723,107MWh であったのが、2012 年には 150,327,259MWh、2013 年には 138,783,972MWh に下落した。

⁽¹⁶⁷⁾ 電力の負荷率とはある一定期間の最大電力に対するその期間の平均電力の比率を百分率で表したものである。日負荷率、月負荷率、年負荷率などがある。

$$\text{負荷率} = \frac{\text{一定期間の平均電力}}{\text{同期間中の最大電力}} \times 100 (\%)$$

に意見が分かれているが、一般的には発電部門に関しては規模の経済が働かなくなったといわれている。それには発送電分離の推進が大きな影響を与えたといえる。

韓国の電力自由化すなわち発送電分離を推進するため、国営電力会社（100%の政府出資）として設立された KEPCO は、2001 年 4 月 2 日に、持分 51%を除外した株を売却した。もちろん電力産業の構造改編に関する議論は 1970 年代の後半からあったが、本格的に議論し始まったのは 1990 年代初頭である。1994 年から 1996 年に渡る KEPCO による経営の結果、KEPCO の民営化は徐々に推進したほうが良いという判断が下された。これにより民営化の計画が立てられるようになった。1997 年から 1998 年まで委員会で基本的な方向について議論し、1998 年 7 月に政府が公企業の民営化方針を発表するようになった。これにより政府は、1998 年 10 月までに電力産業の構造改編の基本的な計画を確定するため、イギリスの Rothschild 社に構造改編案を依頼した。その後、1999 年 1 月に「電力産業の構造改編の基本計画」を発表した。

電力産業の競争体制の導入とそれによる法的、制度的整備を目的に分割する時の特例を規制した「電力産業の構造改編の促進に関する法律」が制定され、競争体制の導入を規制した「電気事業法」の改定と、分割時の電力産業の基盤基金⁽¹⁶⁸⁾から支援する地域協力の事業を規定した「発電所の周辺地域の支援に関する法律」の改定も行われた。

電力産業の改革は、基本案により、4 段階で進められた。第 1 段階（1999 年 1 月から 2001 年 4 月まで）は KEPCO による垂直統合独占であった。この期間に、導入が予定される変動費反映市場（CBP : Cost Based Pool、以下 CBP）⁽¹⁶⁹⁾の事前試験が行われた。第 2 段階（2001 年 4 月から 2004 年 3 月まで）は、発電部門への競争導入の段階であった。2001 年 4 月 2 日、KEPCO は発電部門を 5 つの発電子会社⁽¹⁷⁰⁾と 1 つの水力原子力発電子会社

⁽¹⁶⁸⁾ 電力産業の基盤基金は電力、新再生エネルギー、原子力などの電力分野に多様な支援をし、電力産業の持続的な発展や電力需給の安定を図るものである。電力料金から徴収される 3.7% が原資であり、電力使用量の増加に伴って増え続けることとなる。

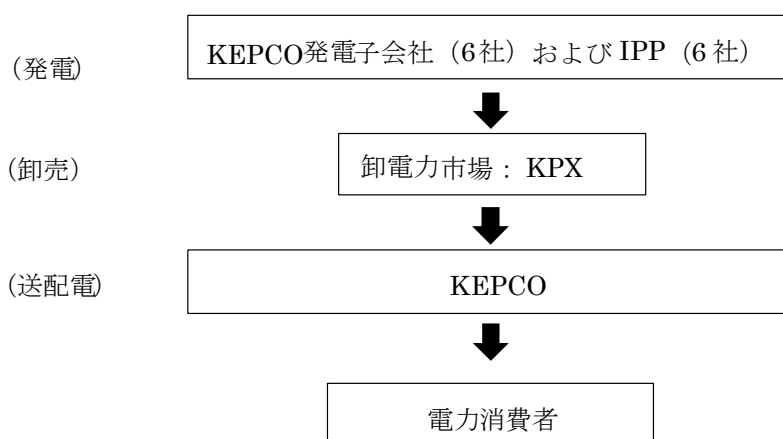
⁽¹⁶⁹⁾ この変動費反映市場（CBP）では、石炭火力、原子力発電機の基底発電機と、石油、天然ガスの一般発電機に区分して運営している。これは基底発電機の超過利潤を抑制することと共に市場価格の安定化を目的としたものである。CBP 体系は発電の競争を呼ぶと言われているが、発電源間の競争誘因が制限的であるなどの限界的な問題があるという指摘もある。

⁽¹⁷⁰⁾ 発送電分離とは電力会社の発電部門と送配電部門の事業を分離することで、電力会社が独占している送電網を開放することによって新たな発電事業者が参入でき、電気料金が安くなるというメリットや再生可能エネルギーの増加が期待される。5 つの発電子会社とは、南東発電会社（KOSEP）、中部発電会社（KOMIPO）、東西発電会社（KEWESPO）、西部発電会社（KOWEPCO）および南部発電会社（KOSPO）である。

(KHNP: Korea Hydro & Nuclear Power Co.) の 6 社に分け、発送電分離を行った。この段階で CBP が運用されるようになった。また同日、電力の取引を担当する韓国電力取引所 (KPX: Korea Power Exchange、以下 KPX) ⁽¹⁷¹⁾も設置された。

さらに、韓国電力委員会 (KEC: Korea Electricity Commission、以下 KEC) が設立され、電力市場の運営や許可、監視、消費者利益の保護などを行った。現在の韓国の電力供給システムは、図 4-1 に示される。発電は KEPCO の 6 社および独立発電事業者 (Independent Power Producer、以下 IPP) ⁽¹⁷²⁾の 6 社で運用されており、卸売は KPX が、送配電は KEPCO が担当して消費者に電力を供給するシステムである。この 2 段階での取引は、発電会社だけが入札をする一方的な入札プールであった。需要独占力が懸念され、KEPCO の入札は許されなかった。

図 4-1 電力供給システム



第 3 段階 (2004 年から 2009 年まで) は、卸売競争の段階であった。KEPCO の配電部門と小売会社が分離され、小売会社は地域フランチャイズを与えられた。取引は KEPCO と

⁽¹⁷¹⁾ 韓国電力取引所 (Korea Power Exchange) は、まず市場運営者 (Market Operator) としては発電会社と販売事業者の間の競争入札取引のため、電力市場を運営する。次に、系統運営者 (System Operator) としてリアルタイムの競争入札による電力供給を優先順位に従って調整する役割がある。

⁽¹⁷²⁾ IPP (Independent Power Producer:独立発電事業者) とは、発電だけを行って電力会社に卸売り販売をする事業者をいう。現在、韓国では POSCO、GS パワー、GS EPS、SK ENS、MPC ユルチョン、MPC デサンなど 6 社がある。

小売会社がそれぞれ供給と需要の入札を行う双方向の入札プール（TWBP: Two Way Bidding Pool）⁽¹⁷³⁾を導入した。この段階で、競争を促進するため、配電会社に直接取引制度を認めた。第4段階は2009年からの小売り競争の段階であった。この段階では地域フランチャイズを保有せず、最終消費者を獲得するためお互いに競い合うという計画であった。表4-1は各段階別の発電所の構造改革方式である。具体的に各段階の電力市場構造をみると、第1段階ではKEPCOの独占が100%であったが、第2段階では送・配電部門をKEPCOが需要独占し、発電部門は子会社間の寡占競争にする計画であった。第3段階では発電部門と送電部門は子会社間の寡占競争とし、送電部門だけをKEPCOが供給独占する構造であった。第4段階では発電部門と送電部門は子会社間で競争し、送電部門はKEPCOの供給独占、そして消費者に選択権を与える構造となっていた。

計画通りになると、消費者は電力会社を選択することができ、それによって電力会社はより良いサービスで安定的な電力を供給することができ、さらに安い料金で電力を提供していくこともできたはずである。

しかし、韓国の電力自由化は2003年以来第2段階にとどまったまま改革のプロセスは完全に止まっている。このような電力産業の構造改編の中断の背景について金(2008)⁽¹⁷⁴⁾は、発電所の組合の反発、政府の推進意欲の喪失、専門家の対応力の不在、電力消費者の無関心が挙げられるという。

現在、韓国の電力産業構造は、発電市場は競争体系である反面、送電・配電・販売部門はKEPCOが独占している。すなわちKEPCOの垂直独占体系で運営する状態が持続していて、供給独占企業として需要入札は行われていない。したがって、電力産業構造改編の中断による問題点も多い。その中で、挙げられるのは、まず、発電会社間の競争効果は期待しにくく、競争市場の構築のための、莫大な初期費用の回収も難しい点である。次に、電力市場の効率的な運営のため、設置されたKPXがその役割を十分に履行しない点である。系統運営者でありながら市場運営者であるKPXも価格を決定する方式を模索しているが、従来の電力取引体系を維持したままの改革に大きな効果は期待しにくい。

⁽¹⁷³⁾ 双方向の入札プール（TWBP: Two Way Bidding Pool）とは、KPXで発電会社と配電会社がお互いに売買することをいう。

⁽¹⁷⁴⁾ 金ヒョンジェ（2008）「電力産業の構造改編の推進現状と展望」『エネルギー経済研究』第7-2号、143頁～145頁に詳しい。

表 4-1 各段階別の発電所の構造改革方式

区分	1 段階	2 段階	3 段階	4 段階	市場構造
発電部門	KEPCO 独占	発電子会社 6 社の寡占競争	発電子会社 6 社の寡占競争	発電子会社 6 社の寡占競争	2 段階から発電部門の競争導入
送電部門	KEPCO 独占	KEPCO 独占	KEPCO 独占	送電部門に Open Access 制度導入	需要独占的な特徴から 需要規制へと変貌
配電部門	KEPCO 独占	KEPCO 独占	配電部門の 企業分割を 通じて競争 導入	配電部門の 企業分割を 通じて競争 導入	3 段階から配電部門の競争を導入
消費者の 選択権	なし	なし	なし	あり	入札競争が 本格化される
市場構造	KEPCO 独占 100%	発電部門： 子会社間の 寡占競争 送配電部門： KEPCO 需要 独占	発電部門と 送電部門：子 会社間の寡 占競争 送電部門： KEPCO の需 要独占	発電部門と 送電部門：子 会社間の競争 送電部門： KEPCO の需 要独占、消費 者選択権の 確保	

出所：全ヨソ（2005）「構造改編以前と以降の電力産業の社会的厚生損失規模」『規制研究』

第 14-1 号、73 頁。

金（2008）も双方向入札による取引が可能になるように電力取引方式を変える必要があると指摘している。また、電力産業基盤助成基金の役割と活用に対する問題でもある。さらに、エネルギー価格体系の歪曲を改善するチャンスを見逃した点も挙げられる。韓国の電力料金は物価安定化、経済成長などの政策的な目的が大きいため、価格体系が合理的ではない。それにより、KEPCO は毎年赤字を免れない状況が続いている⁽¹⁷⁵⁾。

KEPCO が購入する電力の単価は、発電会社の発電コストを基に KPX などが算定している。一方で、KEPCO が販売する価格（電力料金）は、政府が決定することになっている。宋（2012）によると、KPX はそれらの発電子会社や民間資本の独立発電事業者（IPP）に利潤を上げさせるシステムを構造化し、これにより KEPCO は数兆円に上る赤字を抱えることとなった。しかし発電子会社は収益を出し、IPP は更に大きな収益を出しているにも関わらず、それらはどれも公益的な会社としての機能を果たしていない。これが韓国の電力産業の現実であるが、必ずしも発送電分離が悪いというわけではない。KPX が電力の需要予測を的確に行い、送配電を担当する KEPCO との良好な連携を取りながら電力の需給をうまくコントロールできれば問題はないといえる。残念ながら発電子会社は、安定的な電力供給のための発電設備維持補修などを疎かにし、費用の節減を優先したために、人員を削減し、維持補修などを非正規労働者で賄ったり、下請けに下請けを導入するという労働環境の悪化につながった。これらが電力不足によるブラックアウトの発生原因の一つであるといえる。

⁽¹⁷⁵⁾ 金ヒョンジェ（2008）「電力産業の構造改編の推進現状と展望」『エネルギー経済研究』第7-2号、145頁～149頁に詳しい。

第2節 韓国電力産業の諸問題

この節では、韓国電力産業の諸問題について述べていく。2.1 では電力市場の運営の問題、2.2 は卸売電力価格の決定過程の問題、2.3 では発電設備不足による不安定な電力供給の問題について述べる。最後に 2.4 では安すぎる電力料金について述べる。

2.1. 電力市場の運営の問題

韓国電力市場の運営で一番大きな問題として挙げられるのは、価格決定のメカニズムである。卸売市場の運営と最終的な小売価格決定において、市場の需要と供給による価格決定という体系にはない。まず、卸売市場での価格決定のメカニズムをみると、第 1 に、電力卸売市場では、各発電機の発電費用に基づいて価格を決定している。各発電会社に発電原価を補償する問題は重要であり、そのため、発電費用に対する客観的な評価システムが必要である。第 2 に、基底発電機と一般発電機に対する二重的な価格決定の体系を維持してきた結果、基底発電機に対する投資誘因が不足し、資源配分を歪曲する結果をもたらした。これに対比し、一般発電機を保有している会社の場合、収益性が向上する結果となる。第 3 に、容量価格（CP: Capacity Price）⁽¹⁷⁶⁾の場合、系統の寄与度と無関係に支給されてきた点である。つまり、実際の発電可否と関係なく入札に参加して稼働容量を宣言する発電機に対しては容量価格を支給するようになっている。第 4 に、全国的に単一系統限界価格の体制は、各地域別の送電契約が反映できないため、発電設備の投資計画があっても歪曲された価格が適用される可能性がある。

次に、最終的に小売供給部門にも電力価格体制の問題点がある。最終消費者の価格は、投

⁽¹⁷⁶⁾ 容量価格（Capacity Price）は、設備容量が 20MW 以上で、中央の給電指示に従って出力調整が可能な中央給電発電機を対象に時間帯別に供給可能な容量を入札した発電機に対して、時間帯別、季節別に定まれた価格である。容量価格は、変動費反映の卸売市場体制では、変動費だけを反映しており、系統限界価格をきめるため、別途の新規投資に対する誘因要素となっている。時間帯別の需要に合わせ、発電変動費が安い順番（原子力→石炭→LNG）に発電機が投入される。この時、時間帯別に最終的に投入される発電機の変動費が該当時間帯の市場価格を決定する。

資報酬率規制（＝公正報酬率規制）⁽¹⁷⁷⁾に従い、供給費用に一定の投資報酬率を適用して決定されるようになっている。電力料金体系は家庭用、教育用、産業用、農業用、一般用、街路灯の6つの用途に分けた用途別料金体系となっている。しかし、政策的な目的により、供給原価を上回ったり下回ったりしても、これを用途間に交差補助の形で運営している状況である。これは、第2章で「アバーチ・ジョンソン効果」として言及したが、投資報酬率規制の問題の中でも、料金設定に関して柔軟性が不足していることにつながる。

2.2 卸売電力価格の決定過程の問題

発送電分離を推進するため、電力卸売市場は義務プールであり、CBPで開設された。これは電力市場に参加した発電機で実際に発生した費用である変動費を基準として価格が決定され、価格の入札が正常に行われていないなど競争要素が制限的な市場である。発電事業者は取引の前日に、供給可能な発電容量を入札し、電力取引所は時間帯別の需要に合わせ、費用が安い順番に発電機と発電量を決定する。この時、変動費が一番高い発電機が該当時間帯の市場価格を決める。変動費基盤の電力市場は、価格ではなく容量だけを入札し発電費用を基準に市場価格を決定するため、発電事業者間の競争が制限的であり、需要側の入札は行われていない。

この市場価格は、系統限界価格（SMP: System Marginal Price、以下SMP）⁽¹⁷⁸⁾とベース負荷限界価格（BLMP: Based Load Marginal Price、以下BLMP）⁽¹⁷⁹⁾からなる限界価格とCPで構成されている。限界価格（SMP/BLMP）は、各時間で供給される最も高いベ-

⁽¹⁷⁷⁾ 韓国の電力料金は、電力会社の投資資本（Invested Capital）に報酬率（Allowed Rate Of Return）を含めて策定するよう規制がかけられてきた。規制機関は運用費用および資本費用が回収できるように投資報酬率を決定する。第2章で述べた通り、電力料金などの公益事業の料金を決めるとき、報酬が料金の中に含まれている。この報酬率には規制がかかっている（投資報酬率規制＝公正報酬率規制）。

⁽¹⁷⁸⁾ これは原価補償原則により、電力料金が決定される形で、石炭、原子力、LNGなど発電燃料により、発電した電力の中で、一番高い金額を市場価格として反映し、発電会社に精算することをいう。発電原価を変動費と固定費として区分し、固定費を前もって評価した金額で払い、変動費も前もって発電機の燃料別に評価しておく。

⁽¹⁷⁹⁾ 基底発電機には基底発電機の中で一番高い変動費を適用し、それ以外には一般発電機の中で一番高い変動費を適用したものである。

ス負荷、またはピーク負荷の変動費によって決定される。

CBP 市場では、前回決定した変動費に準じて、1 日 1 時間当たりの可能な発電量を入札する。SMP は市場で 1 日前に毎時間ごとに決定される。したがって、実際の負荷は予測されたものとは通常異なる。その場合、KPX による発送注文に従って調整が行われる。SMP が変動費を超えるなら、その差は固定費を補う。どの程度固定費が補われるかは、SMP の大きさ次第である。したがって CBP 市場では、固定費を補償する何らかの方法がなくてはならない。固定費の補償の役割を果たし、発電量を拡張するインセンティブをもたらすのは、容量価格である⁽¹⁸⁰⁾。

もともと CBP 市場は配電部門の売却によって双方向の入札プールに移行する前 2 年間だけの一時的な取引方法であった。しかし電力自由化の計画は中断され、CBP 市場がいまだに続いている状況である。もちろん市場価格については多少の変化があり、2007 年以前までは、SMP を基底発電機と一般発電機⁽¹⁸¹⁾に区分して運営してきたが、2007 年からは、区分精算方式から単一系統限界価格の精算方式に転換した。限界価格 (SMP/BLMP) で運営されたものも、BLMP がなくなり、ベース負荷上限価格 (RMP) に変更し、その後 2008 年 5 月から補正係数に変わった。CBP 市場が予想より長く続き、TWBP へと発展しなかったため多くの問題が起こった。Wang (2008) ⁽¹⁸²⁾によれば、CBP 市場は変動費の過剰報告や、戦略的な発電抑制による市場支配力の行使の被害を受けやすいという。CBP 市場は TWBP 市場へ移行する前の一時的な取引決定として考案された。CBP 市場はコスト削減の十分なインセンティブを与えることがない。電力産業において構造改編で次の段階に進むことなく、現在の CBP 市場にこだわるならば、それは再び、なぜ構造改編が始まったのか、そして「市場」なのかという根源的な疑問をもたらすことになる。

一方、電力卸売市場での価格決定と精算方式以外にも、最終的な小売供給部門でも電力価格体制の問題点がある。最終の消費者価格は、投資保守率規制に従い、供給費用に一定の投資保守率を適用して決定されるようになっている。これを 6 つの用途別に区分し、最終消

⁽¹⁸⁰⁾ Gyu Ho Wang (2008) “On the economic incentives of CBP market Korean electricity wholesale market”, *Journal of Economic Research* ,13, pp.106-107 に詳しい。

⁽¹⁸¹⁾ 基底発電機は、原子力および石炭を燃料として使い、一般発電機は、石油、天然ガス、水力、風力、および陽水を燃料として使う。

⁽¹⁸²⁾ Ibid., p.123.

費者の料金を策定する用途別料金体系となっている。しかし、政策的な目的により、用途別に供給原価を上回ったり、下回ったりするようにして用途間で内部補助をしている状況である。

CBP 市場では市場の需給によって価格が決定されず、供給側の費用だけが考慮されている。また、小売市場でも規制価格として投資保守率規制を適用している間、用途別の料金の内部補助が行われていない価格体制は資源配分の歪曲となる。

卸売電力取引市場では、SMP を中心としているが、KEPCO の子会社である発電会社には SMP に精算調整係数⁽¹⁸³⁾を加えて適用し、IPP に対しては SMP だけで精算する。これにより IPP が過度な利益を得るようになる。このように卸売市場での精算調整係数の件も問題点として挙げられる。このように需要家のためのコスト競争である事業の新規参入ではなく、IPP の莫大な利益の創出のための新規参入となってしまうことが憂慮される。

そこで政府は SMP の過度な上昇による IPP の超過利益を規制するために、「精算上限価格⁽¹⁸⁴⁾」制度を実施することにした。これは、電力需給の不均衡状況における非正常的な超過収益を効率的な水準で制限するためである。

⁽¹⁸³⁾ 電源別の発電差益の一定部分だけを精算支給し、KEPCO と子会社である発電会社の財務均衡を図るためのものである。もし KEPCO が発電子会社に SMP で精算したとすると、KEPCO は莫大な赤字を免れない。そのため、価格を変動費 + 発電差益 = 変動費 + (SMP - 変動費) × 精算調整係数で決定する。全スヨン (2013) 「電力価格体系の問題点と改善方案」『国会予算政策省』、No.48、16 頁を参照。

⁽¹⁸⁴⁾ 2013 年 2 月、産業通商資源部は電力市場における「精算上限価格」を 2013 年 3 月 1 日から施行すると発表した。精算上限価格制度は、系統限界価格が価格上限以上高くなっても、燃料費が価格上限以下である発電機は、上限価格まで支給し、上限価格以上である発電機は、該当の発電機の燃料費まで精算する制度である。精算上限価格は、電力取引所の電力供給の指示をうけ、その代価で CP を支給する中央発電機だけに適用される。

表 4-2 電力市場の上限価格の効果の推定結果（2012 年）

（単位：ウォン/kWh）

月	上限価格	SMP		
		上限価格 適用の前(A)	上限価格 適用の後(B)	変化(B-A)
1月	198.98	147.01	147.01	0.00
2月	193.01	159.16	154.61	-4.55
3月	200.84	176.86	171.69	-5.17
4月	193.40	157.43	156.51	-0.92
5月	215.06	170.58	168.79	-1.79
6月	223.95	177.55	177.50	-0.05
7月	240.86	184.64	184.64	0.00
8月	219.35	160.35	160.19	-0.16
9月	206.44	133.21	133.21	0.00
10月	197.34	149.57	149.16	-0.41
11月	174.86	138.10	137.57	-0.53
12月	185.00	164.94	156.62	-8.32
平均	203.89	159.95	158.13	-1.83

出所：KPX（Korea Power Exchange、電力取引所）、全スヨン（2013）「電力価格体系の問題点と改善方案」『国会予算政策省』、No.48、37 頁。

表 4-2 は、この制度を適用し、2012 年度のデータを用いて電力市場の上限価格の効果を推定した結果である。上限価格を適用する前と適用した後では確かに価格差があった。上限価格を適用の前（A）の平均 SMP は、159.95 ウォン/kWh であったが、上限価格を適用し

た後 (B) の SMP は、158.13 ウォン/kWh で、平均 1.83 ウォン/kWh が値下げとなったことがわかった。これにより、IPP のほうが過剰な利益が発生する心配があると全 (2013) は指摘した。

表 4-3 電力取引量の推移 (2007 年～2012 年)

(単位 : GWh)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012
KEPCO の 発電子会社	363,731	377,606	388,590	416,395	423,945	428,781
	94.2%	93.3%	93.6%	91.5%	88.9%	87.7%
IPP	22,456	27,106	26,578	38,701	53,036	60,414
	5.8%	6.7%	6.4%	8.5%	11.1%	12.3%
合計	386,187	404,712	415,168	455,096	476,981	489,195
	100%	100%	100%	100%	100%	100%

出所：国会予算政策処、全スヨン (2013) 「電力価格体系の問題点と改善方案」、『国会予算政策省』、No.48、30 頁。

上記の様に IPP が占めている比重がますます増加しているという趨勢が認められる。表 4-3 は 2007 年から 2012 年までの発電子会社と IPP の電力取引量の推移である。KEPCO の発電子会社が占める電力取引量の割合は増えている状況であるが、全体的な割合から見ると、2007 年が 94.2%、2008 年が 93.3%、2009 年が 93.6%、2010 年が 91.5%、2011 年が 88.9%、そして 2012 年が 87.7%と減少した反面、IPP が占める割合は 2007 年が 5.8%、2008 年が 6.7%、2009 年が 6.4%、2010 年が 8.5%、2011 年が 11.1%、2012 年が 12.3%と徐々に拡大している状況であり、2012 年の割合を 2007 年と比べると 2 倍以上拡大したことがわかる。こういったことから IPP に有利な構造上の問題があるといえる。

このような制度により IPP の非正常的な超過利益はなくなり、その分 KEPCO の赤字も減ることとなるであろう。電力自由化による電力産業の構造改編は発電部門に新規参入を誘導したが、電力自由化の中断による弊害は KEPCO の赤字と共に IPP の会社に過度な収益を与える結果となった。

2.3 発電設備不足（不安定な電力供給問題）

2013年の夏、韓国では連日猛暑が続き、8月21日には電力需要が7,698万kWに達し、予備電力が371万kWまで落ちた。2011年の「9・15停電事態」と呼ばれるブラックアウトの電力大乱が再現される可能性が高いと憂慮され、政府は国民や企業に強く節電を呼びかけた。このような韓国の電力不足は、偽造部品の使用発覚による原子力発電所の停止が原因の一つであるが、最も注目すべき点は電力需要予測が大きく外れた事にある。2010年から予測需要よりも実際の需要が500万kW以上上回り、需給不安が始まった。2012年には最大電力需要を6,712万kWと予測したが、実際の需要は7,429万kWと、予測値より717万kW多かった。このように需要の過少予測が原因で電力不足に至ったとされている。また、電力需要の規模に比べ、電力設備の規模が追いついていないことも問題の一つといえる。

表4-4は第3章で触れた2002年から2011年までの停電時間の推移である。これを見ると停電時間が減少していることがわかる。これは毎年のSCADAシステム⁽¹⁸⁵⁾の増強や配電システムの近代化などによるものである。2002年は19.7分、2004年は18.9分、2006年は18.8分、2008年は16.1分、2010年は15.2分、2011年は12.4分と短縮している。このような停電は自然災害や電気機材の品質によるもので、自然災害がなかったり、電気機材の品質が良くなったりすると平均停電時間が短縮するといわれる。

表 4-4 停電時間の推移

年	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
分	19.7	19.7	18.9	18.6	18.8	17.2	16.1	15.6	15.2	12.4

出所：海外電力調査会（2014）

しかし、2011年や2013年の停電の危機は、偽造部品の使用や電力需要予測が大きく外れた事などが大きな原因であった。このように、安定的な電力供給が保障できない場合、その被害は全国に及ぶ。2013年8月7日付けの中央日報によると、政府は公共機関や大型建物の冷房温度を制限し、開門冷房を取り締まるという大々的な節電キャンペーンを行った。

⁽¹⁸⁵⁾ SCADAシステムとは、Supervisory Control And Data Acquisitionの略で、発電所、鉄道港湾などや産業体の工場を制御する産業制御システムの一つであり、コンピュータによるシステム監視とプロセス制御を行う。

その結果、最後の対策として電力需要の多い企業 2,637 社に対して一日 4 時間ずつ、15% ずつ電力消費を削減させた。これは事実上強制節電と同じ対策であり、ブラックアウトを防ぐために企業の生産減少と節電補償費の支給という高い代価を払っていると指摘されている。Tang and Tan (2012) は、無差別にエネルギー消費を減らすことを目的とするエネルギー政策は、経済成長と発展にマイナスの影響を及ぼすかもしれないと指摘している。このような電力不足の原因の一つとして、発電設備の不足がある。

電力は貯蔵が難しいので、生産と同時に消費しなければならないシステムであるため、電力需要の予測は何より重要であり、また電力を供給するための発電設備の確保は必要不可欠な問題であるといえる。なぜなら、発電所の建設期間は、ガスタービン複合発電所の場合は 3 年、有練炭発電所の場合は 5 年から 6 年、原子力発電所の場合は 8 年から 10 年以上がかかるといわれているので、電力不足の発生に直ちに対処することができない。

表 4-5 電源別の発電所の建設期間および投資金

発電所	建設期間	投資金
原子力 (100 万 kW)	8 年～10 年	2 兆ウォン
有練炭 (50 万 kW)	5 年～6 年	5 千億ウォン
ガスタービン複合 (45 万 kW)	3 年	3 千億ウォン

出所：エネルギー経済研究院 (2004)

しかし、産業通商資源部によると、最近 12 年間の 1 人当たりの電力消費量の増加率は平均 5.04% であり、総発電量の増加率は平均 5.02% であった。これらに比べて、発電設備の増加率は平均 3.83% と低い状況であった。電力需要の規模に対して、発電設備の規模が不足しているのは韓国電力産業が抱えている問題の一つである。張 (2014) は、電力消費量の急増に対し、電力供給能力が追いつかない状況であることが、電力需給の不均衡の根本的な要因であると指摘する。発電所の建設などを推進しなければならないが、最近の環境汚染に対する心配や地域住民の反対などで、火力、原子力発電所の建設が容易ではないことも発電設備の拡充に支障を与えている。その問題を解決するためにも、発電所の建設が延期されることなく進められるように、立地などの問題を含め、慎重に計画を立てられるべきである。第 6 次電力需給基本計画 (2013～2027) によると、第 3 次電力需給基本計画において決定

された 2013 年の稼働予定の設備量 4,150MW が実際に稼働できず、発電所の建設の遅延あるいは廃止に至った。このような問題を解決するために、発電所の敷地の選定や住民の理解、また計画の通り発電所の稼働ができるように、より一層慎重な計画を立てるべきである。

表 4-6 は発電源別の故障実績を表わすものである。2010 年の発電機の故障の件数は、113 件で発電機数対比 35.3%、2011 年は 117 件で割合は 35.3%であったが、2012 年は故障の件数が 196 件でその割合はなんと 58.7%と、かなり高い割合となった。

表 4-6 年度別発電機の故障状況（発電源別）

（単位：個、件、%）

		2010 年			2011 年			2012 年		
		発電機数	故障件数	故障率	発電機数	故障件数	故障率	発電機数	故障件数	故障率
発電 子 会 社	原子力	20	2	10.0	21	7	33.3	23	9	39.1
	石炭	51	27	52.9	51	19	37.3	51	29	56.9
	ガス	101	7	6.9	98	13	13.3	98	50	51.0
	水力	34	2	5.9	37	0	0.0	37	3	8.1
	油類	27	7	25.9	27	5	18.5	26	7	26.9
	小計	233	45	19.3	234	44	18.8	235	98	41.7
IPP	ガス	54	63	116.7	64	58	90.6	66	74	112.1
	水力	13	1	7.7	13	5	38.5	20	0	0.0
	油類	20	4	20.0	20	10	50.0	13	24	184.6
	小計	87	68	78.2	97	73	75.3	99	98	99.0
合 計		320	113	35.3	331	117	35.3	334	196	58.7

出所：国会予算政策処、全スヨン（2013）「電力価格体系の問題点と改善方案」、『国会予算政策処』、No.48、26 頁。

この中で注目すべき点は、その故障率が発電子会社より、IPP のほうが高い割合であることである。2012 年の故障率をみると、2010 年は発電子会社が 19.3%、IPP が 78.2%で、2011 年は発電子会社が 18.8%、IPP が 75.3%、2012 年は発電子会社が 41.7%、IPP が 99.0%となっており、2010 年と 2011 年は IPP が 4 倍以上、2012 年は IPP が 2.3 倍も高い割合を示していることが分かった。

このように発電機の故障の原因の多くは補修不良によるものであり、2010年から2012年の3年間では、合計426件の内、補修不良は208件もあった。次に多かった原因が、設備欠陥で155件あった。故障件数は年ごとに増加しているようである。とりわけ2012年の補修不良による故障はなんと102件で、その割合は52%も占めている（表4-7）。

表 4-7 年度別発電機の故障要因

(単位：件)

区分		自然災害	設備欠陥	補修不良	外物接触	その他	合計
2010	発電子会社	1	26	17	0	1	45
	IPP	2	20	26	12	5	68
	小計	3	46	46	12	6	113
2011	発電子会社	0	11	31	0	2	44
	IPP	0	32	29	1	11	73
	小計	0	43	60	1	13	117
2012	発電子会社	0	29	55	2	12	98
	IPP	0	37	47	2	12	98
	小計	0	66	102	4	24	196
合計	発電子会社	1	66	103	2	15	187
	IPP	2	89	105	15	28	239
	小計	3	155	208	17	43	426

出所：電力取引所『2012年度電力設備の停止統計』

2013年度の電力設備の停止統計によると、2013年度の月平均故障件数は19.83件であり、発電機の故障発生が多かったのは、6月の32件、7月23件、8月の24件、11月の26件、12月の25件であった。このデータからみると、夏と冬に故障の発生が多かったことがわかる。発電機の故障が月に関係しているかどうかを調べるため、表4-8の2013年度の月別発電機の故障状況のデータを用い、適合度の検定を行った。その結果、 $\chi_0^2 = 29.02521 > 19.67514 = \chi^2(0.05, 11)$ となった。これは、故障件数は月に関係なく一様であるという帰無仮説を棄却し、故障件数は月に関係しているという対立仮説を受け入れることとなる。した

がって、故障件数は適合度の検定により、月毎に確実に異なることがわかった。これには様々な原因があると考えられる。偽造部品の使用や電力需要予測が大きく外れた事などが大きな原因であるが、前述した通り、発電子会社が、安定的な電力供給のための発電設備維持補修などを疎かにし、費用の節減を優先するために人員を削減し、維持補修などを非正規労働者で賄ったり、下請けに下請けを導入し、労働環境の悪化させたことも事故の発生につながった。この状況からみても、電力消費量が増加した夏と冬に故障の発生が最も著しかったといえる。

表 4-8 2013 年度の月別発電機の故障状況

(単位：件)

区分	2013 年		
	発電子会社	IPP	小計
1 月	9	9	18
2 月	7	12	19
3 月	1	8	9
4 月	9	9	18
5 月	6	4	10
6 月	18	14	32
7 月	10	13	23
8 月	12	12	24
9 月	4	6	10
10 月	6	18	24
11 月	8	18	26
12 月	15	10	25
合計	105	133	238

出所：電力取引所『2013 年度電力設備の停止統計』

2013 年に韓国発電産業労働組合と韓国労働安全保健研究所が実施した発電労働者の労働条件および健康状態の調査結果によると、回答者の内 5%が、電力産業の構造改編の実施後

に死にたいと思ったことがあると答えた。その内 8 名が実際に自殺を試みたと明らかにした。また、80%の人が労働力不足を訴えた。35%から 40%は労働強度が高いと答えた。このような労働環境が改善されない限り、また偽造部品使用などの不法行為が根絶されない限り、今後も電力供給が最も必要な季節に、かなりの支障が及ぶことは避けられないであろう。

表 4-9 KEPCO 発電子会社の人員削減と人件費の節減 (2009 年 3 月の資料)
(単位：人、ウォン)

区分	西部	南東	東西	中部	南部	合計
人員削減	211 (10.6%)	236 (11.1%)	241 (11.0%)	508 (21.1%)	374 (18.2%)	1,570 (14.8%)
人件費節減	144 億 (0.38%)	151 億 (0.50%)	154 億 (0.50%)	328 億 (0.79%)	249 億 (0.58%)	1,026 億

出所：宋ユナ (2010) 「労働環境の側面から見た電力産業の垂直統合の意味と課題」
『発電分割の問題点と統合的な電力産業代案模索』、205 頁～206 頁。

この問題は、電力自由化においては、電力産業の構造改編による雇用不安の問題が挙げられることにつながる。表 4-9 は 2009 年の KEPCO 発電子会社の人員削減と人件費の削減に関するものである。西武発電所は 10.6%、南東発電所は 11.1%、東西発電所は 11.0%、中部発電所は 21.1%、南部発電所は 18.2%の人員削減を実施し、KEPCO 発電子会社全体では合計 14.8%の人員を削減し、その人件費 1,026 億ウォンを節減した。発電子会社は、安定的な電力供給のための発電設備維持補修などを疎かにし、費用の節減を優先したために、人員を削減⁽¹⁸⁶⁾し、維持補修などを非正規労働者で賄った他、下請けに下請けを導入⁽¹⁸⁷⁾したことが労働環境の悪化につながった。これらが電力不足によるブラックアウトの発生原因の一つであるといえる。また、基底発電機の故障がブラックアウト要因として挙げられるが、このように、発電設備の故障は、KEPCO の電力購入費用の上昇をもたらし、財務的損失を誘発することになる。

⁽¹⁸⁶⁾ KEPCO は、電力自由化のため、部署の統廃合と共に大々的な人員削減を行った。もちろん人員削減は発電所にも及んだ。原子力の場合、6 組の 4 交代の体制から 5 組の 3 交代の体制へと、石炭火力の場合、5 組の 3 交代の体制から 4 組の 3 交代の体制へと変更された。

⁽¹⁸⁷⁾ 費用節減および人力削減の目的で下請けの導入が推進された。電力産業の構造改編により、勤労者の賃金や雇用条件が悪化し、労使関係においても対立的、葛藤的な構造などが形成されるきっかけとなった。

このように憂慮された財務的損失は現実となり、KEPCO の損失の規模がどの程度なのかがはっきりとわかる。2011 年度基準の IPP と KEPCO の発電子会社の設備容量をみると、IPP の 7,132MW と KEPCO の発電子会社の 42,803MW を比べた場合、KEPCO の発電子会社の方が 6 倍も大きいことがわかる（表 4-10）。

表 4-10 IPP と KEPCO の 5 つの発電子会社の設備容量

(単位：MW)

IPP		KEPCO の発電子会社	
POSCO	3,000	中部	7,949
GS POWER	924	南部	9,249
GS EPS	1,106	南東	8,396
MPC ヌルチョン	587.4	東西	8,815
MPC デサン	466	西武	8,404
SK ENS	1,049		
合計	7,132	合計	42,803

出所：2011 年金融監督院

しかし、営業利益からみると利益どころか損失を免れない状況である。表 4-11 は、2011 年から 2012 年までの KEPCO および発電子会社と IPP の営業利益率の比較を示したものである。KEPCO の 2011 年の営業利益は－2 兆 9,938 億ウォンで、その営業利益率は－6.9%であり、2012 年は－2 兆 6,929 億ウォンで－5.5%であった。つまり、損失が 2 兆 9,938 億ウォンと 2 兆 6,929 億ウォンの損失が出たということになる。それに対し、IPP の営業利益率をみると、2011 年は 5,485 億ウォンで、その営業利益率は 12.5%、2012 年は 67,580 億ウォンでその営業利益率は 17.5%であった。営業利益の金額を比べれば、2012 年が 2011 年度に比べ 12.3 倍も上がったことがわかる。これは毎年赤字の営業実績を見せる KEPCO と比べ、IPP がかなり高い利益を得ていることを表す。これに対し、全 (2013) は精算調整係数の問題を指摘しながら、IPP での過度な営業利益を規制する必要があるという。

表 4-11 KEPCO および発電子会社と IPP の営業利益率の比較 (2011～2012 年)

(単位：億ウォン)

	2011 年			2012 年		
	売上高	営業利益	営業利益率	売上高	営業利益	営業利益率
KEPCO	432,149	-29,938	-6.9%	493,349	-26,929	-5.5%
発電子会社の合計	319,616	20,536	6.4%	356,912	15,244	4.3%
南東発電	43,888	2,680	6.1%	46,723	2,653	5.7%
南部発電	59,107	1,636	2.8%	69,551	1,949	2.8%
東西発電	48,130	1,955	4.1%	59,507	2,417	4.1%
西部発電	52,045	1,214	2.3%	59,679	1,995	3.3%
中部発電	50,327	1,604	3.2%	54,279	2,046	3.8%
水力原子力	66,119	11,447	17.3%	67,173	4,184	6.2%
IPP の合計	44,032	5,485	12.5%	67,580	11,796	17.5%
POSCO	19,176	1,406	7.3%	28,567	2,732	9.6%
GS-EPS	8,366	864	10.3%	11,129	1,142	10.3%
GS power	8274	1180	14.3%	10773	1142	10.6%
SK E&S	3964	1568	39.6%	11834	6253	52.8%
MPC	4252	467	11.0%	5277	527	10.0%

出所：国会予算政策処、全スヨン (2013) 「電力価格体系の問題点と改善方案」、『国会予算政策省』、No.48、34 頁。

こういう状況は、正しい競争システムになっていないことの表れであるといえる。また、IPP に有利な卸売電力価格の制度は、電力自由化の電力のサービスと質の向上という真の目的に反することであり、ただ過度な収益を得ることだけを考え、需要家に安定的な電力を供給しようとするセキュリティー面は全く考慮していないということでもある。

2.4 安すぎる電力料金

前述した通り、韓国電力産業が赤字を免れない状況が続いているのは、安すぎる電力料金に問題があると言える。特に産業立地政策で原価より安い料金で電力が提供されており、2011年における電力料金は日本の電力料金の3分の1程度である。電力料金は、2014年の基準では89.62（ウォン/kWh）で、経済協力開発機構（OECD）諸国の中でも最も安いといわれている。電力需要が不安定な上に、このような安い料金が電力需要を更に増加させるという電力産業の構造的な問題は、韓国の経済成長にも大きな影響を与えていると見られる。韓国電力産業が直面している電力不足、設備不足を解決するためには電力料金の値上げが最優先であるとする。特に、産業部門の電力消費は総需要の半分を占めているだけに産業用電力料金制度の見直しが必要である。

2012年における韓国の1人当たりの電力消費量は9,752kWhで、2003年の6,654kWhにくらべ、46%以上増加したことがわかる。また、フランスの7,129kWh、ドイツの6,519kWh、英国の5,194kWh、イタリアの5,160kWhと比べても非常に高い値である（表4-12）。

表 4-12 国家別1人当たりの電力消費量

(kWh/人)

区分	韓国	フランス	日本	ドイツ	英国	イタリア
2003	6,654	7,247	6,545	6,362	5,821	5,204
2004	7,029	7,388	6,787	6,447	5,810	5,234
2005	7,397	7,380	6,922	6,478	5,820	5,286
2006	7,647	7,257	6,970	6,551	5,825	5,387
2007	8,067	7,024	7,206	6,579	5,773	5,372
2008	8,339	7,182	7,006	6,603	5,710	5,332
2009	8,479	7,020	6,739	5,844	5,349	4,982
2010	8,479	7,561	—	6,226	5,412	5,124
2011	9,514	7,020	—	—	5,194	5,176
2012	9,752	7,129	—	6,519	5,194	5,160

出所：EPSIS (Electric Power Statistics Information System: 韓国電力統計情報システム、以下 EPSIS)

表 4-13 国家別電力販売単価

(単位：US¢)

区分	アメリカ	イギリス	フランス	ドイツ	イタリア	日本	韓国
販売単価	9.87	14.36	12.98	18.42	19.11	21.66	9.26
(韓国=100)	(107)	(155)	(140)	(199)	(206)	(234)	(100)

出所：「韓国と OECD 主要国家間の電力料金水準の比較分析」『KEPCO 経済経営研究院』、第 13-25 号、10 頁。

表 4-13 は国家別の電力販売単価である。韓国が 9.26 (US¢) であるのに比べ、アメリカは 9.87 (US¢)、イギリスは 14.36 (US¢)、フランスは 12.98 (US¢)、ドイツは 18.42 (US¢)、イタリアは 19.11 (US¢)、そして日本は 21.66 (US¢) であり、韓国が一番安いことがわかる。その割合からみると、韓国はドイツやイタリア、日本の約 2 分の 1 である。また、国家別電力料金(表 4-14)をみると、家庭部門の電力料金はドイツの 34.84(US¢) と比べると 3 分の 1 の価格で、産業部門の電力料金もイタリアの 30.01 (US¢) と比べると 3 分の 1 の価格で販売している。

表 4-14 国家別電力料金

(単位：US¢)

区分	アメリカ	イギリス	フランス	ドイツ	イタリア	日本	韓国
家庭部門	11.85	22.51	18.09	34.84	29.67	25.73	11.55
(韓国=100)	(103)	(195)	(157)	(302)	(257)	(223)	(100)
産業部門	6.68	15.76	12.52	15.30	30.01	18.06	8.67
(韓国=100)	(77)	(182)	(144)	(176)	(346)	(208)	(100)

出所：「韓国と OECD 主要国家間の電力料金水準の比較分析」『KEPCO 経済経営研究院』、第 13-25 号、10 頁。

このように安い電力料金体系は、産業や農業などの生産部門への援助政策によってもたらされたエネルギー多消費という産業構造と共に電力料金が非常に安いことが原因であるといえる。電力料金が安いために、企業が節電せず電気を思いのままに使うことは問題である。電気が公共財だという錯覚が、電力料金を原価以下で策定しても大丈夫だという誤解を生んでいると考えられる。しかし、電気はけっして公共財ではなく、受益者負担の原則が適用される一般財である。

表 4-15 電力料金の原価回収率の推移

年度	2008	2009	2010	2011	2012
原価回収率	77.7%	91.5%	90.2%	86.1%	89.4%

出所：KEPCO

2014年における用途別の販売単価は、家庭部門が125.14ウォン/kWh、一般部門が129.75ウォン/kWh、教育部門が114.15ウォン/kWh、産業部門が106.83ウォン/kWh、農業部門が47.31ウォン/kWh、深夜が67.33ウォン/kWhであり、家庭部門や一般部門が教育部門や産業部門より高く、深夜や農業部門がかなり低くなっている。その一つの要因としては電力料金の内部補助制度が挙げられる。それは、韓国の電力産業の特徴のところでは言及したが、電力産業の問題が韓国の経済成長すなわち国際競争力強化のための政策として位置付けられているためである。これにより、電力料金の原価回収率は、表 4-15 に示されるように、2008年が77.7%、2009年が91.5%、2010年が90.2%、2011年が86.1%、2012年が89.4%と9割にも満たない。このような理由で、韓国電力産業は赤字を免れない状況が続いている。これは非常に深刻な問題であるともいえる。

第5章 韓国の電力料金体系

韓国電力産業が直面している電力不足、設備不足の問題を解決するためには、電力料金の値上げが最優先であると考えられる。特に、電力消費の増加を緩和するためには、産業部門における効果的な電力需要管理が必要であり、また、電力料金の内部補助制度⁽¹⁸⁸⁾の改善をはじめとした産業部門の電気料金制度の見直しが不可欠であるといえる。

本章では、家庭部門および産業部門における電力需要削減に限定して分析を行なう。家庭部門に関しては、電力需要モデルを通して需要の価格弾力性を計算し、節電目標を実現するためにはどの程度の電力料金引き上げを行うべきかを分析する。産業部門に関しては、価格弾力性についての最近の研究が複数存在するので、それらを利用し電力料金体系の政策について検討する。

本章は、第1節では韓国の現行の電力料金について述べ、第2節では電力需要の価格弾力性に関する先行研究をまとめる。第3節では家庭部門を対象にし、電力需要モデルを用いた分析を行う。第4節では電力料金政策について述べる。第5節では今後の電力政策に関する結論を述べる。

第1節 現行の電力料金

韓国の電力料金体系は家庭部門、産業部門、一般部門、教育部門、農業部門および公共照明の6種類の用途別に区分され、それぞれ契約容量別および供給電圧別の基本料金と従量料金から構成されている。電力料金は、日本のように地域ごとではなく全国で同一のものが使用されている。表5-1は、2013年1月に改定された電力料金の内、家庭部門と産業部門の電力料金を表す。

電力料金の構成は、まず家庭部門は、使用量に応じた基本料金と従量料金で構成されてお

⁽¹⁸⁸⁾ 不採算部門のコストを採算部門の価格に上乗せしてまかなおうとする制度である。

り、累進制度が採用されている。累進段階は6段階で構成されている。産業部門は、電圧に応じた基本料金と従量料金で構成されており、従量料金には季節別料金⁽¹⁸⁹⁾が採用され、教育部門は、供給電圧に応じた基本料金と従量料金で構成され、従量料金には季節別料金が採用されている。一般部門と工業部門も供給電圧に応じた基本料金と従量料金で構成されており、さらに、契約容量が300kW以上の場合には、時間帯別（オフピーク時、通常時、ピーク時）料金⁽¹⁹⁰⁾が採用されている。電力自由化という電力改革を開始してから2004年までは、電力料金の値下げが実施されたが、2005年以降は、燃料価格の高騰などの影響を受け、電力料金の値上げを行わざるを得なかったため、何回かの値上げが実施された。しかしその値上げの幅があまりにも小さかったため、KEPCOの経営改善に貢献することはなく赤字が続いている状況である。

表 5-1 韓国の電力料金

①家庭部門の電力料金表（低圧電力基準）

（単位：ウォン）

累進段階	使用電力量	現行			備考
		基本料金	従量料金		
1	100kWh 以下	400	最初 100kWh まで kWh 当たり	59.10	月間 最低 料金は 1,000
2	101~200kWh	890	次 100kWh まで kWh 当たり	122.60	
3	201~300kWh	1,560	次 100kWh まで kWh 当たり	183.00	
4	301~400kWh	3,750	次 100kWh まで kWh 当たり	273.20	
5	401~500kWh	7,110	次 100kWh まで kWh 当たり	406.70	
6	500kWh 以上	12,600	次 100kWh まで kWh 当たり	690.80	

出所：KEPCO

⁽¹⁸⁹⁾ 従量料金は季節別に分かれている。夏季は7月1日から8月31日まで、冬季は11月1日から2月28日まで、春秋は3月1日から6月30日までおよび9月1日から10月31日までの期間をいう。

⁽¹⁹⁰⁾ 時間帯別はオフピーク時、通常時、ピーク時に分かれている。オフピーク時は平日の23:00~09:00、通常時は夏季と春秋が09:00~11:00、12:00~13:00および17:00~23:00、冬季は10:00~12:00、17:00~20:00、22:00~23:00、ピーク時は夏季と春秋が11:00~12:00、13:00~17:00、冬季が10:00~12:00、17:00~20:00、22:00~23:00となっている。

②産業部門電力一甲 I (300kW 未満の産業用需要家が対象、鉱業用需要家を含む)

区分		基本料金	従量料金 (ウオン/kWh)		
			夏季	春秋季	冬季
低圧 (220~380V)		5,550	81.0	59.2	79.3
高圧 A (3.3~6.6kV)	選択-I	6,490	89.6	65.9	89.5
	選択-II	7,470	84.8	61.3	83.0
高圧 B (154kV)	選択-I	6,000	88.4	64.8	88.0
	選択-II	6,900	83.7	60.2	81.9

出所：KEPCO

③産業部門電力一甲 II (300~1,000kW 未満の産業用需要家が対象、鉱業用需要家を含む)

区分		時間帯	基本料金	従量料金 (ウオン/kWh)		
				夏季	春秋季	冬季
高圧 A (3.3~ 6.6kV)	選択-I	オフピーク時	6,490	60.5	60.5	67.9
		通常時		86.3	65.3	84.8
		ピーク時		119.8	84.5	114.2
	選択-II	オフピーク時	7,470	55.6	55.6	63.0
		通常時		81.4	60.4	79.9
		ピーク時		114.9	79.6	109.3
高圧 B (154kV)	選択-I	オフピーク時	6,000	57.3	57.3	64.5
		通常時		84.9	63.9	82.5
		ピーク時		118.7	82.7	111.2
	選択-II	オフピーク時	6,900	52.8	52.8	60.0
		通常時		80.4	59.4	78.0
		ピーク時		114.2	78.2	106.7

出所：KEPCO

④産業部門電力一乙(1,000kW以上の産業用需要家が対象、鉱業用需要家を含む)(ウォン/kWh)

区分		時間帯	基本料金	夏季従来料金	春秋季従来料金	冬季従来料金
高圧 A (3.3～ 6.6kV)	選択-I	オフピーク時	7,220	61.8	61.6	68.6
		通常時		114.5	84.1	114.7
		ピーク時		196.6	114.8	172.2
	選択-II	オフピーク時	8,320	56.1	56.1	63.1
		通常時		109.0	78.6	109.2
		ピーク時		191.1	109.3	166.7
	選択-III	オフピーク時	9,810	55.2	55.2	62.5
		通常時		108.4	77.3	108.6
		ピーク時		178.7	101.0	155.5
高圧 B (154kV)	選択-I	オフピーク時	6,630	60.0	60.0	67.0
		通常時		112.3	82.3	112.3
		ピーク時		193.5	112.6	168.5
	選択-II	オフピーク時	7,380	56.2	56.2	63.2
		通常時		108.5	78.5	108.5
		ピーク時		189.7	108.8	164.7
	選択-III	オフピーク時	8,190	54.5	54.5	61.6
		通常時		106.8	76.9	106.8
		ピーク時		188.1	107.2	163.0
高圧 C (345kV)	選択-I	オフピーク時	6,590	59.5	59.5	66.4
		通常時		112.4	82.4	112.0
		ピーク時		193.3	112.8	168.6
	選択-II	オフピーク時	7,520	54.8	54.8	61.7
		通常時		107.7	77.7	107.3
		ピーク時		188.6	108.1	163.9
	選択-III	オフピーク時	8,090	53.7	53.7	60.6
		通常時		106.6	76.6	106.2
		ピーク時		187.5	107.0	162.8

第2節 電力需要の価格弾力性に関する先行研究

需要の価格弾力性は価格の変化に対する需要の変化量を意味する。つまり価格が1%変化したときに需要が何%変化するかを示すものであり、価格変化に対する需要の反応を把握するときに用いられる。価格弾力性が1より大きい場合は弾力的であるといい、価格弾力性が1より小さい場合は非弾力的であるという。例えば、価格弾力性が5である場合、1%の価格上昇が需要量を5%減少することとなる。一般的に必需品は非弾力的、奢侈品は弾力的であると言われている。エネルギー消費は価格に対して非常に非弾力性を持っている。これはエネルギーが必需品の性格を持つからである。

このような価格弾力性に対しては様々な研究があるが、まず柳（1996）の研究が挙げられる。柳（1996）は、最小二乗法（Ordinary Least Squares: OLS）モデル、正準共和分回帰（Canonical Cointegrating Regression : CCR）モデル⁽¹⁹¹⁾、自己回帰分布ラグ（Autoregressive Distributed Lag: ARDL）モデル⁽¹⁹²⁾に基づき価格弾力性の分析を行った。

一般的に、時系列の実証分析は回帰分析により行われる。定常的な時系列は、その時系列の動きが規則的なので、その値が予想可能であるが、単位根が存在する時系列の場合は平均の値から離れ、その動きが不規則であるため、その平均値は非定常的（Non-Stationary）である⁽¹⁹³⁾と言われている。時系列データを用いた回帰モデルのパラメータ推定によく利用されたのは、最小二乗法（Ordinary Least Squares: OLS）モデルであったが、時系列には定常データと非定常データがある問題、言い換えれば単位根や共和分⁽¹⁹⁴⁾を持つかどうかとい

⁽¹⁹¹⁾ Park (1992) により開発された CCR (Canonical Cointegrating Regression) モデルは、最小二乗法 (OLS) モデルの短所を克服するために開発された。回帰式は以下の通りである。

$$y_t^* = x_t^* \beta + u_t^*$$

⁽¹⁹²⁾ Pesaran and Shin (1995) により提案された。経済変数間に何らかの長期の関係性を持つ時の分析手法として用いられる。

⁽¹⁹³⁾ これを Random Walk というが、非定常時系列モデルはランダム・ウォーク過程 (Random Walk Process) である。ほとんどの経済変数は非定常時系列であると言われている。

⁽¹⁹⁴⁾ 2 変数 x_t と y_t が共に単位根を持っているとき、すなわち 1 次の和分過程 $I(1)$ であるとき、 x_t と y_t の線形結合が定常過程 $I(0)$ となる関係が成立するのであれば、 x_t と y_t とは共和分関係にあるという。

う問題が発生する。そのため、説明変数が 2 変数の場合、最小二乗法 (Ordinary Least Squares: OLS) モデルや CCR (Canonical Cointegrating Regression) モデルでは長期の関係性におけるパラメータを明示することができず、因果関係の検定が行われていた。また、各変数が 1 次の和分過程 (integrated process of order one) $I(1)$ に従う⁽¹⁹⁵⁾ことを要求しているが、単位根検定の検出力が低いということと、各変数の和分の次数が同じでない可能性が存在するという問題がある。このような非定常的な時系列が存在する問題を解決するため、Pesaran and Shin (1995) によって提案された自己回帰分布ラグ (ARDL) モデルを用いるようになった。自己回帰分布ラグ (ARDL) モデルが用いられるならば、説明変数の 2 変数が長期的な均衡関係であるかどうかを検定することができ、短期価格弾力性のみならず、長期価格弾力性の分析も可能となる。柳 (1996) が推定した電力需要モデルは以下の通りである⁽¹⁹⁶⁾。

$$\phi(L)y_t = \alpha_0 + \alpha_1 t + \beta_1(L)x_{1t} + \beta_2 x_{2t} + \beta_3 d_{1t} + \beta_4 d_{2t} + \beta_5 d_{3t} + u_t$$

$$\phi(L) = 1 - \phi_1 L - \phi_2 L^2 - \phi_3 L^3$$

$$\beta_1(L) = \beta_0 + \beta_1 L$$

$$y_t = \ln(\text{電力需要})$$

$$x_{1t} = \ln(\text{実質所得})$$

$$x_{2t} = \ln(\text{実質電力価格})$$

$$d = \text{季節ダミー変数}(d_1: 6 \text{ 月}, d_2: 7 \text{ 月}, d_3: 8 \text{ 月})$$

表 5-2 は柳 (1996) が契約種別の価格弾力性を推定した結果である。自己回帰分布ラグ (ARDL) モデルによる推定値は、短期および長期すべてが有意水準 5% で有意であるという結果となっている。この分析では、産業部門 (乙) の高圧の A の夕方と昼の価格弾力性がプラスになっている。一般的に価格弾力性はマイナスの値になるが、柳の分析ではプラスの値が出た。これには様々な原因があると考えられる。その原因の一つは、安すぎる電力価

⁽¹⁹⁵⁾ 一次の和分過程 (integrated process of order one) $I(1)$ に従うのは、一階の階差をとることによって定常過程となるときをいう。

⁽¹⁹⁶⁾ 柳ビョンチョル (1996) 「電力需要の価格弾力性と料金の調整法案」『エネルギー経済研究』No.96-04、31 頁。

格が挙げられる。言い換えれば産業立地政策により原価より安い料金で電力が提供されていることが原因であるとしているが、これに対し、柳（1996）は市場価格になっていないと指摘した。

表 5-2 価格弾力性の推定結果（契約種別）

推定方法		OLS	CCR	ARDL	
				短期	長期
家庭部門		0.07*	-0.17*	-0.025*	-0.03*
一般部門	低圧	-0.19	-0.06*	0.33*	0.35*
	高圧 A	-0.25	-0.29	0.13*	0.32*
	高圧 B	-0.92	-0.62	0.20*	0.90*
産業部門 (甲)	低圧	-0.79	-0.64	-0.22*	-0.33*
	高圧 A	-1.17	-0.86*	-0.08*	-0.47*
	高圧 B	-0.97	-0.23*	0.43*	1.59*
産業部門 (乙)	高圧 A (昼)	-0.49	-0.29	0.02*	0.05*
	高圧 A (夕方)	0.27*	0.20*	0.11*	0.18*
	高圧 A (夜)	0.44	0.26*	-0.14*	-0.77*
産業部門 (乙)	高圧 B (昼)	-0.67	-0.46	0.09*	0.27*
	高圧 B (夕方)	-0.08*	-0.22*	-0.12*	-0.17*
	高圧 B (夜)	0.21*	-0.05*	-0.27*	-1.42*

出所：柳ビヨンチョル（1996）、「電力需要の価格弾力性と料金の調整方案」、『エネルギー経済研究院』、No.96-04、31 頁。（*は統計量が有意水準 5%で有意となる）

羅・徐（2000）は、最小二乗法（OLS）モデルや（ARDL）モデル、そして 1980 年 1 月から 1994 年 12 月までの月別データを用い、産業部門の電力需要の長期価格弾力性および長期指数弾力性の分析を行った。価格弾力性の結果は、最小二乗法（OLS）モデルでの価格弾力性の推定値は-0.26 から-0.62 の範囲となっており、自己回帰分布ラグ（ARDL）モデルでの推定値は-0.06 となった。これは、同様のデータを用いて分析を行ったとしても、どの推定方法で分析したのかにより異なる結果となることを意味する。

朴（2012）の分析では、産業部門の電力需要の価格弾力性を産業部門（甲）と産業部門（乙）に分けた業種別の分析を、最小二乗法（OLS）モデルと自己回帰（AR）モデルを用いて推定した。その結果、産業部門の電力需要の価格弾力性は、業種により -0.023 から -1.043 の範囲となった。

産業部門における電力需要の価格弾力性に関する先行研究には、産業部門全体の価格弾力性を測定する研究が多く、産業部門を細部業種に区分して価格弾力性を導出した事例は少ない。しかし、林（2013）は、1985年から2011年までの年次データを用いて、17の製造業種別の電力需要の価格弾力性の分析を行なった。その結果、全体の産業部門に対する電力需要の価格弾力性はほとんどマイナスに推定され、価格弾力性の範囲は -0.180 から -0.833 の間であることがわかった。価格弾力性の偏差は非常に大きいといえる。これは製造業種の特異性と関係があると推測される。柳澤（2011）は、製造業の分析で価格弾力性が短期・長期ともに3分の1にまで非弾力的となったことについて、製造業の成長の差異が価格弾力性の推計に及ぼす影響は無視しえないと指摘している。

このように価格弾力性が異なることについての要因は、一般的に電力需要の決定要因としては、経済的な変数であるGDPと電力料金が挙げられ、経済的な変数以外では気象状況などがある。さらに、産業部門の電力需要の分析では、生産効率や電力の実質価格が主な決定要因となり、産業部門の需要の予測時には、産業構造の変化やエネルギー強度⁽¹⁹⁷⁾などを考慮する必要がある。

そのため、星野（2011）は、「価格弾力性の非対称性⁽¹⁹⁸⁾」と「需要トレンドの非線形性⁽¹⁹⁹⁾」を同時に考慮した推計モデルを、カルマンフィルターの手法⁽²⁰⁰⁾を用いて分析した結

⁽¹⁹⁷⁾ エネルギー強度（Energy Intensity）とは、単位GDP（国内総生産）当たりのエネルギー消費量であり、経済のエネルギー効率を表す。具体的に総一次エネルギーをGDPで割って得られるもので、その数値が高い場合は生産により多くのエネルギーを消費することを意味するし、この数値が低ければ低いほど国としてのエネルギー効率が良いことを表す。

⁽¹⁹⁸⁾ エネルギー価格の上昇時と下降時の価格弾力性が等しくないこと。

⁽¹⁹⁹⁾ Hunt 他（2005）の日本の分析では、長期的にエネルギー需要に影響を及ぼす原因として、技術進歩をはじめ、様々な要因（人口、産業構造、ライフスタイル変化など）があると考え、所得を除いた様々な要因を「需要トレンド」として捉えた。「この需要トレンドが便宜的に想定されるような線形の技術進歩率では捉えにくい点を、需要トレンドの非線形性と呼ぶ」星野優子（2012）「日本の製造業業種別エネルギー需要の価格弾力性の推計—国際比較のための分析枠組みの検討—」“*Journal of Japan Society of Energy and Resources*”, 34(1), p.17.

⁽²⁰⁰⁾ カルマンフィルター（Kalman filter）は、制御システムがデジタル系である場合、時間が離散的に進むたびに、システムは観測値を入手し、その前のステップで予測した値と比較し

果、産業、業務、運輸各部門で、価格弾力性の非対称性⁽²⁰¹⁾を確認した。「エネルギー需要の価格弾力性の推計に関する代表的な問題はトレンド項の扱い方、および価格上昇時と下降時での価格弾力性の非対称性の扱い方の2つがある⁽²⁰²⁾」と指摘した。このような非対称性が存在する理由について、「Grubb (1995) は、①価格上昇によって、いわゆる技術進歩が促進され、省エネ機器の開発やその普及が促進されたこと、②価格上昇を契機に導入された省エネ規制などの一度導入された政策は、その後の価格動向とは関係なく残りやすいこと、③価格上昇時に獲得した人々の省エネ習慣は、その後も残る可能性があること、などを挙げている⁽²⁰³⁾」。価格弾力性の推定結果は、前述した通り、推計モデルやデータの種類によって異なる傾向を持つ。

このようなことからいえることは、価格弾力性によってエネルギー価格を効果的に測定することができ、エネルギー需要の抑制も可能となるということである。しかし、価格弾力性の推計結果は、推計モデルやデータの種類によって一定の傾向を持つため、エネルギー需要の価格弾力性の推計は慎重に行わなければならない。エネルギー需要の抑制が必要不可欠である以上、エネルギーの効率的な利用のためにもエネルギー価格の改定が何より必要であると考えられる。

て予測値を補正する。そしてその都度次のステップの状態の予測を行なう。次のステップでは、新たな観測値を入手してその予測値を補正してゆく。この繰り返しによって、最適なシステムの状態を推定する手法である。

⁽²⁰¹⁾ 「この価格弾力性の非対称性がある場合には、エネルギー価格を、価格の上昇時、下降時に分けて、価格弾力性を別々に推計する方法が試みられている」、星野優子 (2011)、「日本のエネルギー需要の価格弾力性の推計—非対称性と需要トレンドの影響を考慮して—」、『電力中央研究報告』、Y10016、16 頁。

⁽²⁰²⁾ 同上書、16 頁。

⁽²⁰³⁾ 星野優子 (2010)、「エネルギー需要の長期価格弾力性—政策分析に用いる場合の留意点—」、『電力中央研究報告』、Y09029、7 頁。

第3節 電力需要モデル（家庭部門）

3.1 モデルおよびデータ

本論文では、韓国の家庭部門における電力需要の価格弾力性を新たに導出するために、電力需要量を被説明変数とし、電力価格や前年度の電力需要量などを説明変数に含んだ電力需要関数について推定を行った。弾力性を導出することから、需要関数は対数型の関数を用いた。

$$\begin{aligned} \ln Q_t = & \beta_0 + \beta_1 \ln P_t + \beta_2 \ln Y_t \\ & + \beta_3 \ln HDD_t + \beta_4 \ln CDD_t + \beta_5 \ln Q_{t-1} \end{aligned} \quad (1)$$

ここで、 Q_t は電力需要量、 P_t は電力価格、 Y_t は民間最終消費支出、 HDD_t は暖房度日、 CDD_t は冷房度日、 Q_{t-1} は前年度電力需要量、 t は期間である。そして分析のためのデータは 1995 年から 2011 年の年次データである。暖房度日および冷房度日とは、それぞれ 18 度を下回る日の平均気温と基準温度 18 度との差の合計値および 24 度を超える日の平均気温と基準温度 24 度との差の合計値をそれぞれ指している。これは、気温状況に基づく冷暖房機器の利用度合いを考慮した要素である。また、このモデルでは、短期の価格弾力性は β_1 、長期の価格弾力性は $\beta_1/(1 - \beta_5)$ で導出することができる⁽²⁰⁴⁾。

電力需要量、電力価格、最終消費支出、全国の暖房度日および冷房度日に関するデータは韓国エネルギー経済研究院の「地域エネルギー統計年報」、韓国電力公社の「韓国電力統計」、国際比較データ・国際統計「Global Note」を利用した。

⁽²⁰⁴⁾ 長期の価格弾力性については、星野優子（2009）と Nordhaus, William D.（1977）を参照。

3.2 分析結果

本モデルでは、時系列データを用い、説明変数の中にラグ付き被説明変数を含むために、系列相関の検定にはダービン・ワトソン (DW) の検定⁽²⁰⁵⁾は使えないので、ダービンの h 統計量で系列相関の検定を行った⁽²⁰⁶⁾。表 5-3 に示されるように、ダービンの h 統計量は -0.662 であり、系列相関があるという仮説は認められなかった。しかし、説明変数間に強い相関関係、いわゆる多重共線性の問題が存在することがわかった。多重共線性の危険度を示す VIF (分散拡大係数) を計算した結果、VIF が 10 以上になった説明変数は Y_t (民間最終消費支出) と Q_{t-1} (前年度電力需要量) であった⁽²⁰⁷⁾。これらの説明変数が多重共線性の原因と考えられる。本論文では、これらの説明変数は電力需要モデルにおいて重要な変数なので、説明変数から排除せずに、多重共線性の問題を解決する方法の一つである Hoerl and Kennard (1970) によるリッジ回帰法を利用した⁽²⁰⁸⁾。

⁽²⁰⁵⁾ ダービン・ワトソン (Durbin-Watson: DW) の検定は誤差項の系列相関の有無を検定するものであるが、問題点もある。それは多重共線性の可能性が高いことである。誤差項に系列相関があるにもかかわらず、データ数が増えるにつれて、DW は 2 に近づいてしまい、これにより系列相関がないと判定されてしまうことである。この問題を解決するため、使うのがダービンの h 統計量 (Durbin h statistic) である。式は、以下の通りである。

$$h = \hat{\rho} \sqrt{\frac{n}{1 - ns_{\hat{\beta}_5}^2}}$$

$\hat{\rho}$: 自己相関係数 ρ の推定値

n : サンプルの数

$s_{\hat{\beta}_5}^2$: $\hat{\beta}_5$ の分散 (ラグつき内生変数の係数の分散の推定値)

⁽²⁰⁶⁾ ダービンの h 統計量は近似的に標準正規分布 $N(0,1)$ に従うので、有意水準を 5% とすれば、 $h < -1.96$ のとき、負の自己相関がある。 $-1.96 < h < 1.96$ のとき、自己相関がないという仮説が棄却できない。 $1.96 < h$ のとき、正の自己相関がある。

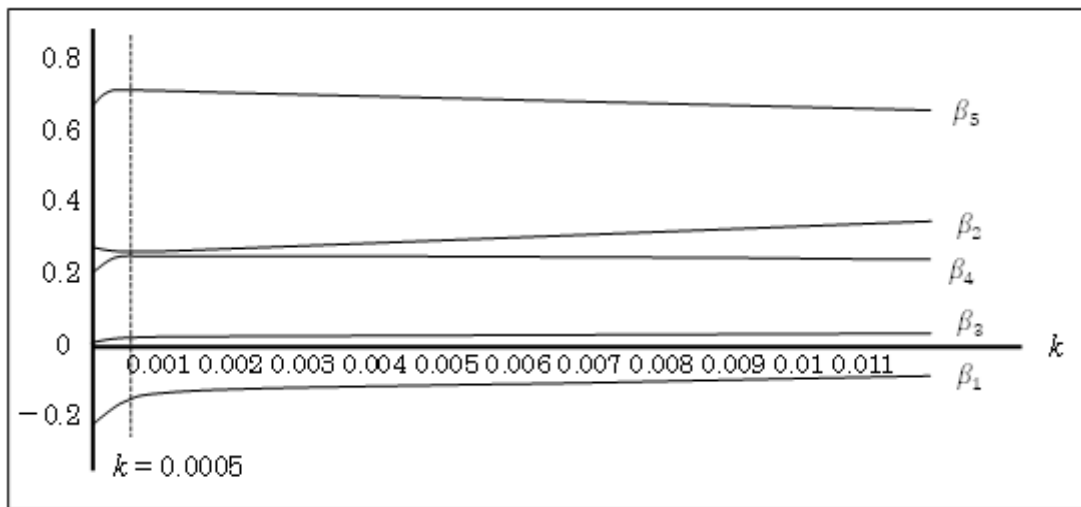
⁽²⁰⁷⁾ VIF (Variance Inflation Factor、分散拡大要因) の求め方: 説明変数の 1 つを被説明変数とし、残りの説明変数によって回帰したときの重相関を求める。1 から重相関を引いて許容度を計算し、許容度の逆数である VIF を導く。被説明変数をその他の説明変数に変えて、残りの説明変数で回帰することによって同様の計算手続きを行う。

⁽²⁰⁸⁾ 最小二乗法 (OLS) により回帰問題を解く場合、推定値は

$$\hat{\beta} = (X'X)^{-1}X'Y$$

によって計算されるが、多重共線性の問題があるときには、 $X'X$ が正則でないことから、 $\hat{\beta}$ の

図5-1 リッジトレース



リッジ回帰法では、推定データの微小変化の結果、係数の推定値に生じる不安定性を見るもので、その不安定性はリッジトレースに表される。ここでは、リッジトレースとは m 個の回帰係数を k に対して同時にプロットしたグラフのことである。リッジトレースから k の値を決める方法として、トレースの値が安定し始めたときの k を採用するという方法が一般的に用いられている。すなわち、図 5-1 で示されるように、すべての曲線が安定し始めるところを選ぶと、 $k=0.0005$ となる。

表 5-3 はリッジ回帰法によって推定された結果が示されている。特に、価格弾力性は価格の変化に対する電力需要量の変化を表わすことから、電力需要の削減目標に対して電力料金をどの程度上げるべきかを求めるために用いられる。

解は不安定となり求めることができない。そのため、リッジ回帰は、 $X'X$ の対角要素に一定の定数 k を加えて

$$\hat{\beta}^* = (X'X + kI)^{-1}X'Y$$

として、 $X'X$ を正則化し回帰問題を解く方法である。

表 5-3 分析結果

	推定値	t値
定数項	0.887	1.303
電力価格（実質）	-0.192	-2.362 *
民間最終消費支出（実質）	0.267	3.881 **
暖房度日	0.235	3.536 **
冷房度日	0.024	0.485
前年度電力需要量	0.691	12.012 **
自由度修正済 R^2	0.996	
ダービンのh統計量	-0.662	

注：（ ）内はt値. ** $p < 0.01$, * $p < 0.05$

家庭部門における電力需要モデルの推定結果から、どの推定値も予想された符号を持つが、冷房度日の推定値だけが統計的に有意な結果とはならなかった⁽²⁰⁹⁾。また、決定係数が0.996という高い値を得た。短期の価格弾力性は-0.192、長期の価格弾力性は-0.621となり、統計的に有意であった。先行研究の価格弾力性の推定値を見ると、柳（1996）による短期の価格弾力性の推定値は-0.160であり、Yoo, Lee and Kwak（2007）の推定値は-0.264、白・金（2011）の推定値は-0.273、林（2013）の推定値は-0.297であった。したがって、先行研究で示された価格弾力性の範囲内に入っていることがわかる。長期の価格弾力性に関しても、本論文の結果は柳（1996）による推定値-0.590と近い値になった⁽²¹⁰⁾。

⁽²⁰⁹⁾ 冷房度日が統計的に有意でなかった原因は、韓国エアコン普及率および夏の暑さの特徴と関係しているかもしれない。韓国電力取引所の調査によると、韓国エアコン普及率は2011年において61%であり、日本の89.2%と比べると低いことがわかる。また、韓国の夏は湿気が少なくからった暑さのため、日本の暑さと異なり、日本よりもエアコン使用率はかなり低いと考えられる。

⁽²¹⁰⁾ 予備的な分析として、ソウルおよびプサンにおける電力需要の価格弾力性も算出した。ソウルの場合、短期と長期の価格弾力性はそれぞれ-0.225と-0.449になり、プサンの場合にはそれぞれ-0.262と-0.851であった。都市部の価格弾力性は全国よりも高い値を示している。

第4節 電力料金政策

4.1 韓国の家庭部門の電力料金制度

韓国は家庭部門の電力料金に対して 6 段階の累進構造を持つ料金制度を採用している。OECD 諸国の平均値に比べて、韓国の家庭部門の電力料金は約半分という水準で極めて安い。しかし、累進制が適用されていることから単純に比較することはできない。現行の累進段階は月 100kWh の消費ごとに 6 段階に分かれており、表 5-4 に示されるように、第 1 段階と第 6 段階の料金比率（累進比率）は 11.7 倍に及んでいる。

電力料金に累進制が導入されたのは、1973 年のオイルショックを経験した直後のことであつた。その頃は累進比率が 3 段階で 1.6 倍に過ぎなかった。その後、累進比率は国際的な石油価格や電力需給に影響され増減を繰り返した。1979 年の第 2 次オイルショックのときは累進制が 12 段階になり、第 1 段階と第 12 段階の累進比率は 19.7 倍にもなった。原子力発電が台頭してきた 1980 年代には累進制は 4 段階になり累進比率は 4.2 倍と低くなった。その後、電力需要が徐々に増加するにつれて累進制は 7 段階になり、2000 年には累進比率が 18.5 倍へと再び大きくなった。現在の累進比率は 2004 年以後固定されている。

表 5-4 家庭部門の電力料金の累進制の変遷

	1973	1974	1979	1988	1995	2000	2004～
累進 段階数	単一料金	3 段階	12 段階	4 段階	7 段階	7 段階	6 段階
累進 比率	—	1.6 倍	19.7 倍	4.2 倍	13.2 倍	18.5 倍	11.7 倍

出所：KEPCO

韓国の累進比率は日本（1.14 倍）、米国（1.1 倍）、中国（1.5 倍）などの累進制を施行する国と比較するとかなり高いことがわかる。使用量が少ない段階では料金はかなり安く、使用量が増えるにつれて料金増加幅が急激に大きくなる。

全（2007）と尹（2011）は、累進制を3段階に減らし、電力料金の問題を改善する必要があると指摘した。本来、累進制を導入した目的は、一般家庭では電気を節約しながら使うことを促し、低所得層に配慮することであった。そのため、累進制は現行の6段階になっている。しかし、全世帯の67%の家庭の月間使用量が300kWhを下回っていることを考慮すれば、低い電力料金の恩恵を受ける比重はかなり大きいと考えられる。このような状況の中、最近の電力需要の増加に対処するために累進制を3段階に減らし、累進比率を小さくすることが考えられる。

4.2 料金引き上げ

電力需要を削減するために電力会社や政府が節電する企業や個人を決定することは問題をさらに複雑化する可能性が大きい。したがって、公平かつ合理的な節電を促すためには、電力料金の引き上げが最も妥当であると考えられる。つまり、価格を通して電力需要をコントロールすることである。それでは電力需要を抑制するためにどの程度料金を引き上げるべきか。電力需要の価格弾力性を用いて電力料金の引き上げ幅について検討してみる。

表 5-5 家庭部門の電力料金表および累進比率（低圧電力基準）（単位：ウォン）

累進 段階	使用電力量	現行			備考
		基本料金	従量料金		
1	100kWh 以下	400	最初 100kWh まで kWh 当たり	59.10	月間 最低 料金は 1,000
2	101~200kWh	890	次 100kWh まで kWh 当たり	122.60	
3	201~300kWh	1,560	次 100kWh まで kWh 当たり	183.00	
4	301~400kWh	3,750	次 100kWh まで kWh 当たり	273.20	
5	401~500kWh	7,110	次 100kWh まで kWh 当たり	406.70	
6	500kWh 以上	12,600	次 100kWh まで kWh 当たり	690.80	
累進比率		—	11.7 倍		

出所：KEPCO（注：累進比率は1段階と最高段階の従量料金の比率を意味する）

ここで、まず表 5-5 に示される現行の電力料金を見ると、第 1 段階では基本料金 400 ウォンに従量料金 59.10 ウォンを加えて算出する。第 2 段階以降も同様に計算する。第 6 段階では基本料金が 12,600 ウォン、従量料金が 690.80 ウォンとかなり高く、このため累進比率が 11.7 倍となっている。

実際に、表 5-6 に示される 2012 年の家庭部門の累進段階別の販売状況をみると、21,546 千世帯が 5,187GWh の電気を使用し、電力料金の総額は 6,464 億ウォンとなっている。世帯当たりでは月平均 241kWh の電力を消費し、電力料金は約 3 万ウォンとなる。

どの程度の料金引き上げで電力利用を抑制できるのだろうか。1 つの提案として、前述したように、現行の 6 段階から 3 段階の累進制に変更することを前提に、それぞれの区間を 200kWh ごとに分けた。ただし、第 3 段階は 400kWh 以上ということになる。累進制を 6 段階から 3 段階にすると、最も高い区間と安い区間の料金の違いが小さくなることから、電気を多く使用する家庭の電力料金は安くなるが、使用量の少ない家庭ではより高い料金を賦課されることになるといわれている。そこで、第 1 段階（現行第 1・2 段階）の料金の値上げ率を比較的小さくし、世帯数の割合が 53.6% と最も多い第 2 段階（現行第 3・4 段階）の料金の値上げ率を大きくするという政策を取ることにする。第 3 段階（現行第 5・6 段階）においては、世帯数の割合が 9% であり、第 2 段階と比べて割合もかなり小さいことから、料金の値上げ率を比較的小さくすることにする。

表 5-6 家庭部門の累進段階別の販売状況（2012 年月平均）

累進 段階	使用電力量	世帯数		電力消費量		電力料金		販売単価 ウォン/kWh
	kWh	千世帯	%	GWh	%	億ウォン	%	
1	100kWh 以下	3,423	15.9	143	2.7	104	1.6	73.0
2	101~200kWh	4,633	21.5	710	13.7	569	8.8	80.1
3	201~300kWh	6,265	29.1	1,581	30.5	1,636	25.3	103.4
4	301~400kWh	5,283	24.5	1,822	35.1	2,337	36.2	128.3
5	401~500kWh	1,482	6.9	648	12.5	1,085	16.8	167.4
6	500kWh 以上	460	2.1	283	5.5	733	11.3	259.0
全世帯		21,546	100.0	5,187	100.0	6,464	100.0	124.6
世帯別平均		—	—	241kWh	—	30,000 ウォン	—	124.6

出所：KEPCO

2012年の家庭部門の電力消費量の削減目標を5%、10%、15%の3つのケースに分けて計算する。それぞれの削減目標を達成するためには、電力従量料金を3段階においてどの程度値上げすべきかを考える。2012年のデータによると、第1段階の電力消費量は853GWh(16.4%)、第2段階の電力消費量は3,403GWh(65.6%)、第3段階の電力消費量は931GWh(18.0%)であったので、第2段階が特に電力消費量が大きいことが分かる。前述したように、一律にどの段階も電力従量料金の値上げ率を等しくせず、第2段階の電力料金を第1および第3段階よりも高くした方が全体の電力需要の削減には効果的である。

まず、新たな第1段階の基本料金および従量料金を現行の6段階の第1段階と第2段階の電力消費量の比率を利用して加重平均することによって導いた⁽²¹¹⁾。新たな第2段階および第3段階の基本料金と従量料金も同様に加重平均によって算出した。それらの基本料金および従量料金は、それぞれ、第1段階が808ウォンおよび112.0ウォン、第2段階が2,733ウォンおよび231.3ウォン、第3段階は8,779ウォンおよび493.1ウォンとなった。表6に示すように、各ケースでは、各段階の電力消費量の大きさに比例するように各段階の電力消費量の削減率を決め、全体の電力消費量がケースごとの削減目標と一致するように計算された。さらに、各段階の削減率と表5-3に示された価格弾力性 -0.192 を考慮して、上記で累進制を6段階から3段階に変更した際に算出した電力従量料金に対してその値上げ率を決定した⁽²¹²⁾。ここでは、電力従量料金の上昇率は削減率を価格弾力性で割ることによって求められる。

⁽²¹¹⁾ たとえば、3段階の累進制の第1段階の基本料金および従量料金を算出してみる。まず現行第1段階の電力需要量(143GWh)と現行第2段階の電力消費量(710GWh)の相対比率を計算すると、143GWh(0.168)対710GWh(0.832)になる。現行第1段階と現行第2段階の基本料金はそれぞれ400ウォンと890ウォンであり、従量料金についてはそれぞれ59.0ウォンと122.0ウォンである。したがって、新たな第1段階の基本料金は $400 \times 0.168 + 890 \times 0.832 = 808$ ウォンとなり、従量料金は $59.10 \times 0.168 + 122.60 \times 0.832 = 112.0$ ウォンとなる。

⁽²¹²⁾ 電力料金の上昇率と需要の価格弾力性との関係

$$\text{電力料金の上昇率} = \frac{\text{電力需要の削減率}}{\text{電力需要の価格弾力性}}$$

シミュレーションの結果は、基本料金は上記で示した通りであるが、電力従量料金は、ケース 1 (5%削減) では第 1 段階で 121.8 ウォン、第 2 段階で 312.0 ウォン、第 3 段階で 540.2 ウォンに引き上げなければならないことになる。またケース 2 (10%削減) では、第 1 段階で 131.6 ウォン、第 2 段階で 392.7 ウォン、第 3 段階で 587.2 ウォンに引き上げる必要がある。そしてケース 3 (15%削減) では、第 1 段階で 141.4 ウォン、第 2 段階で 473.4 ウォン、第 3 段階で 634.3 ウォンに引き上げなければならないという結果が出た。累進比率はケース 1 (5%削減) では 4.44 倍、ケース 2 (10%削減) では 4.46 倍、ケース 3 (15%削減) では 4.49 倍となり、現行の 11.7 倍と比べるとかなり緩和されたといえる。また、各段階に対して削減率を一律に当てはめるよりも、今回のシミュレーションのように、電力消費量の比率に沿って各段階に削減率を当てはめた方が、同じ全体の削減量であっても家庭部門の負担額は小さくなった。

表 5-7 電力料金のシミュレーションの結果

(ケース 1:電力消費量 5%削減)

ケース 1	電力従量料金	実際の 電力消費量	電力消費量 5%削減 (案)		料金上昇率	電力従量料金 (案)
5%削減	ウォン	(1000MWh)	(1000MWh)	(%)	(%)	ウォン
第 1 段階	112.0	853	838.67	1.680%	8.75%	121.8
第 2 段階	231.3	3,403	3174.92	6.702%	34.91%	312.0
第 3 段階	493.1	931	913.93	1.834%	9.55%	540.2
	合計	5,187	4927.52	5.00%	累進比率	4.44

(ケース 2:電力消費量 10%削減)

ケース 2	電力従量料金	実際の 電力消費量	電力消費量 10%削減(案)		料金上昇率	電力従量料金 (案)
10%削減	ウォン	(1000MWh)	(1000MWh)	(%)	(%)	ウォン
第 1 段階	112.0	853	824.35	3.358%	17.49%	131.6
第 2 段階	231.3	3,403	2947.11	13.397%	69.78%	392.7
第 3 段階	493.1	931	896.87	3.665%	19.09%	587.2
	合計	5,187	4668.34	10.00%	累進比率	4.46

(ケース 3:電力消費量 15%削減)

ケース 3	電力従量料金	実際の 電力消費量	電力消費量 15%削減 (案)		料金上昇率	電力従量料金 (案)
15%削減	ウォン	(1000MWh)	(1000MWh)	(%)	(%)	ウォン
第 1 段階	112.0	853	810.03	5.038%	26.24%	141.4
第 2 段階	231.3	3,403	2719.04	20.099%	104.68%	473.4
第 3 段階	493.1	931	879.81	5.499%	28.64%	634.3
	合計	5,187	4408.87	15.00%	累進比率	4.49

4.3 韓国の産業部門の電力料金制度

韓国の主要産業は、1970年代は軽工業であったが、1980年代には重化学工業へと変わり、1990年代には重化学工業の中でも機械、電子などの先端産業がその中心となっていた。また、製造業部門においては、軽工業の不況と重化学工業の好況という特徴も見られた。このように韓国の経済を牽引してきた産業部門は、産業立地政策により原価より安い料金で電力が提供されており、2011年における電力料金は日本の電力料金の3分の1程度であった。

主な先進国の電力消費は、2000年代以降増加の勢いが鈍り、OECD全体では1%未満の増加に留まったのに対し、韓国の電力消費は2000年代にも年平均約5%増加している。特に、産業部門の電力消費が2000年代のアメリカ、日本、イギリス、ドイツなど主な先進国では減少傾向を維持しているのに対し、韓国の場合は、電力消費のもっとも大きい比重を示しているのが産業部門で、3%以上の高い増加率を維持している。電力供給が不安定な上に、このような安い料金が電力需要を更に増加させるという電力産業部門の構造的な問題は、韓国の経済成長に大きな影響を与えていると見られる。

このような韓国電力産業が直面している電力不足、設備不足の問題を解決するためには、電力料金の値上げが最優先であると考えられる。特に、産業部門の電力消費が総需要の55.4%を占めている(2014年基準)状況からすると、電力消費の増加を緩和するためには、産業部門における効果的な電力需要管理が必要であり、また、電力料金の内部補助制度の改善をはじめとした産業部門の電気料金制度の見直しが不可欠なものであるといえる。

表 5-8 オフピーク時電力多使用企業による電力料金の節減額 (単位: 億ウォン)

	平均 売上金	平均 従業員数 (人)	電力料金 (a)	負荷パター ンが同一の 場合の電力 料金(b)	電力料金の 節減額 (c=a-b)	1企業あたり の節減額 (c/企業数)
上位5企業	660,042	35,563	26,770	28,585	-1,815	-363
上位10企業	416,612	20,542	37,781	40,149	-2,368	-237

出所: 全スヨン(2013)「電力価格提携の問題点と改善方案」『国会予算政策処』、47頁。

電力料金の問題の中でも、特に産業部門のオフピーク時の電力料金については再考する必要がある。産業部門のオフピーク時の電力は大手企業ほど大量に使用しており、全(2013)によれば、オフピーク時の電力多消費上位 5 企業のオフピーク時の電力使用による電力料金の節減額は 363 億ウォンである。その上位 5 企業がオフピーク時の時間帯に使用する電力量の割合は 56.0%で、産業部門(乙)全体のオフピーク時の電力使用量 49.2%より高い。これにより上位 5 企業は平均 363 億ウォンの電力料金を節減しており、オフピーク時の電力使用量がより少ない企業は同一の金額を電力料金として支払っているということになる。オフピーク時の平均電力販売単価が 61.8 ウォン/kWh である反面、平均購入単価は 81.8 ウォン/kWh であり、KEPCO はオフピーク時の電力販売による損失 2.2 兆ウォンをピーク時の電力販売収益で補填している。ピーク時の平均電力販売単価は 154.8 ウォン/kWh で、平均購入単価 108.4 ウォン/kWh に比べ、kWh 当たり 46.4 ウォン高いが、これはピーク時の電力使用比率が高い企業が電力需要管理費用を負担していることを意味している。

表 5-9 電力使用量上位 10 企業の平均販売単価の現状

(ウォン/kWh)

2008 年		2009 年		2010 年	
上位 10 企業の平均販売単価	産業部門平均販売単価	上位 10 企業の平均販売単価	産業部門平均販売単価	上位 10 企業の平均販売単価	産業部門平均販売単価
56.15	66.24	63.77	70.41	67.56	76.63

出所：2011 年度知識経済委員会の国政調査資料姜国会議員事務室、『月刊電気』2011 年 10 月号、https://www.energy.co.kr:455/atl/view.asp?a_id=5443 アクセス(2015 年 8 月 15 日)

姜国会議員事務室が作成した国政調査資料⁽²¹³⁾をみると、2008 年から 2010 年までの産業部門の電力使用量上位 10 企業の平均販売単価をみると、電力使用量が多い大手企業のほうが産業部門より安く電力を供給されていたことがわかる。電力使用量の上位 10 企業の平均販売単価は、産業部門の平均販売単価より安いことがわかる(表 5-9)。2008 年度の平均販売単価が 66.24 ウォン/kWh であるが上位 10 企業の平均販売単価は 56.15 ウォン/kWh、

⁽²¹³⁾ 『月刊電気』2011 年 10 月号、https://www.energy.co.kr:455/atl/view.asp?a_id=5443 アクセス(2015 年 8 月 15 日)。

2009 年度も平均販売単価 70.41 ウォン/kWh より安い 63.77 ウォン/kWh であり、2010 年度も平均販売単価 76.63 ウォン/kWh より安い 67.56 ウォン/kWh であった。表 5-10 は 2010 年電力使用量上位 10 企業の時間帯別の電力使用状況であるが、現代製鉄（株）唐津工場のオフピーク時の電力使用は 2,330,833 千 kWh である。これは通常時の 1,283,287 千 kWh、ピーク時の 751,423 千 kWh と比べると、2～3 倍量である。オフピーク時の電力料金がピーク時の料金の 3 分の 1 となっていることから考えると、一番安い料金で多くの電力を使用していることとなる。また、現代製鉄（株）濟物浦支店のオフピーク時の電力使用は 2,078,788 千 kWh である。これは通常時の 236,654 千 kWh、ピーク時の 138,140 千 kWh と比べると 11～15 倍にもなっている。このような上位 10 企業は全てが大手企業である。その一つの要因として安い産業部門のオフピーク時の料金と電力料金の内部補助制度が挙げられる。これにより、特に大手企業は国から特惠を受けていることになる。これは物価安定や企業の国際競争力を強化し、またピーク時の電力の使用を分散させるための政策であると言われているが、企業はこの特惠に乗じて、安い電力で企業の利益を上げている。このようなことから、公平ではない電力料金の体系を変える必要があると考えられる。

表 5-10 2010 年電力使用量上位 10 企業の時間帯別の電力使用状況

(単位：千 kWh)

区分	オフピーク時	通常時	ピーク時
現代製鉄 唐津工場	2,330,833	1,283,287	751,423
POSCO 浦項支店	2,262,371	1,003,938	582,446
韓州 蔚山支店	1,587,778	930,807	546,750
LG ディ스플레이 坡州支店	1,418,788	677,393	360,578
現代製鉄 濟物浦支店	2,078,788	236,654	138,140
POSCO 光陽支店	1,053,259	628,463	359,012
三星電子 龍仁支店	1,010,318	600,592	353,102
SK Hynix 利川支店	960,410	579,117	322,300
三星電子 牙山支店	916,658	541,397	316,936
三星電子 西水原支店	1,296,760	764,126	450,549
合計	14,915,963	7,245,774	4,181,236

出所：2011 年度知識経済委員会の国政調査資料委員会議員事務室『月刊電気』2011 年 10 月号、https://www.energy.co.kr:455/at1/view.asp?a_id=5443 アクセス（2015 年 8 月 15 日）。

2012年度の産業部門の電力使用をみると(表5-11)、産業部門(乙)の電力使用量が87.7%となり、かなり高い割合を占めていることがわかった。これはオフピーク時の電力料金体系の問題点を表したものである。電力消費量が多い大企業が一番安い電力価格で多くの電力を使っている結果となる。

表5-11 2012年度の産業部門の電力使用の現状

	使用電力量 (GWh)		販売収入 (億ウォン)		販売単価 (ウォン/kWh)
産業部門 (甲)	31,622	12.3%	30,484	12.7%	96.4
産業部門 (乙)	226,480	87.7%	209,114	87.3%	92.3
合計	258,102	100%	239,598	100%	92.8

出所：KEPCO、全スヨン「電力価格体系の問題点と改善方案」『国会予算政策処』、44頁。

産業部門の電力料金は、契約電力4kW以上300kW未満の顧客に適用する産業部門(甲)I、II、そして契約電力300kW以上の顧客に適用する産業部門(乙)の3つの料金体系がある。表5-11は、2012年度の産業部門の電力使用の現状であるが、契約電力300kW以上の需要者が産業部分の全体電力使用量(258,102GWh)の87.7%(226,480GWh)を占めている。その販売単価も産業部門(甲)より安い92.3ウォン/kWhとなっている。このように安い電力料金が大量の電力消費を促すこととなったのであり、電力消費を抑制するためにも、この電力体系に歯止めをかける必要があると考えられる。

表5-12 産業部門の電力料金の一部の比較

区分	時間帯		夏季の従量料金 (ウォン/kWh)	
			産業部門 (甲 II)	産業部門 (乙)
高圧 A (3.3~6.6kV)	選択-I	オフピーク時	60.5	61.8
		通常時	86.3	114.5
		ピーク時	119.8	196.6

出所：KEPCO (注：表5-12は表5-1の韓国の電力料金の一部を抜粋したものであり、産業部門の電力料金について詳細な内容は表5-1を参照すること)

表 5-12 は産業部門の電力料金の一部の比較であるが、高圧 A の夏季の選択 I のオフピーク時⁽²¹⁴⁾の従量料金 61.8 ウォンはピーク時の従量料金 196.6 ウォンの 3 分の 1 以下の価格で、極端に安いことがわかる。また、契約電力 4kW 以上 300kW 未満の顧客に適用する産業部門（甲）II の夏季のオフピーク時の従量料金が 60.5 ウォンであるのに対して、ピーク時の従量料金は 119.8 ウォンで、オフピーク時の従量料金が 2 分の 1 程度であることがわかる。これはオフピーク時に大量の電力を消費する企業ほど有利になっている料金体系であるともいえる。

柳（1996）も価格弾力性の分析において、産業部門（乙）の夕方と夜がプラスで、正しい値ではないと指摘している。これは、料金が極端に安いため、わずかな価格の変化には通常反応を示さないことを意味している。したがって、ある程度大きくオフピーク時の料金引き上げを行わない限り電力需要削減を達成することができない。企業が原価より安い料金で電力を提供するという産業立地政策を悪用しないように歯止めをかける新たな制度が必要である。そこで、産業部門の電力料金の体系を 3 段階の時間帯から 4 段階の時間帯に増やし、ピーク時をそのままにしてオフピーク時と通常時の時間帯を新たに 3 段階に分けるなどの方法が考えられる。そのようにして料金の安いオフピーク時の時間帯を短縮し、大量消費を抑える必要がある。

さらに、朴（2012）の研究結果から、産業部門の業種間における需要の価格弾力性の違いが明らかになった。この価格弾力性の大きさの違いに注目し、価格弾力性が小さい業種には料金の引き上げ幅を大きくし、価格弾力性が大きい業種には料金の引き上げ幅を小さくするという政策が考えられる。現実的には業種それぞれの電力料金を細かく分けることは困難であるが、産業部門における価格弾力性が異なるグループに分け、グループ別の価格を設定することは可能である。どのグループに属するかはある一定期間の価格弾力性の結果で分類することを提案する。

企業側からは産業部門の電力料金の値上げに対し、不満の声が上がっているが、実際、大企業がどのぐらい電力を使い、電力料金を支払っているかをみると（表 5-13）、2013 年度基準では、第 1 位は現代製鉄で、電力消費量が 10,771GWh、電力料金は 9,781 億ウォンである。この金額は、この企業の 2013 年の売上 12 兆 8,142 億ウォンの 7.6%の割合しか至らなかった。第 2 位は POSCO で、電力消費量は 10,511GWh、電力料金は 9,036 億ウォン

⁽²¹⁴⁾ 夏季のオフピーク時は 23 : 00～09 : 00 である。

ン、年間売上の 1.5% 占めているだけであった。第 3 位の三星電子は、電力消費量が 9,392GWh、電力料金が 8,660 億ウォンで、この金額は年間売上 228 兆 4,200 億ウォンのなんと 0.4% にしか及ばなかった。第 4 位は同じ系列会社である三星ディスプレイで、電力消費量は 6,962GWh、電力料金は 6,289 億ウォンで、売上 29 兆 4,787 億ウォンの 2.1% であった。第 5 位は LG ディ스플레이で、電力消費量は 6,280 億ウォン、電力料金は 5,702 億ウォンで、その割合は 2.1% であった。このように、実際に電力料金はそれほど多くなかった。しかし、産業部門の電力料金の値上げについても激しく反対をしている企業側、特に電力消費が多い財閥である大企業こそ、破格の安値で電力を使っているのである。

表 5-13 2013 年度の電力消費量の上位大企業

順位	企業名	電力消費量 (GWh)	電力料金 (億ウォン)	売上	電力 割合
				金額 (億ウォン)	
1 位	現代製鉄	10,771	9,781	12 兆 8,142	7.6%
2 位	POSCO	10,511	9,036	61 兆 8,647	1.5%
3 位	三星電子	9,392	8,660	228 兆 4,200	0.4%
4 位	三星ディスプレイ	6,962	6,289	29 兆 4,787	2.1%
5 位	LG ディ스플레이	6,280	5,702	27 兆 330	2.1%

出所：来日新聞（2015 年 9 月 17 日）、国会の産業通商資源委員会の李元旭議員事務室の資料に基づき作成

一年間に大企業がどのぐらい電力料金の値引きを受けているかをみると（表 5-14）、2013 年度基準では、一番多かった企業は電力消費量第 1 位の現代製鉄であった。値引きの金額はなんと 2,091 億ウォンであった。第 2 位は三星電子で 2,056 億ウォン、第 3 位は POSCO の 2,055 億ウォン、第 4 位は三星ディスプレイの 1,775 億ウォン、第 5 位は SK Hynix の 1,263 億ウォン、第 6 位は LG ディ스플레이の 1,170 億ウォンで、低廉な価格で大量の電力を使ったこととなる。政府がいくら産業部分の国家競争力を強化するための政策であると言っているとしても、これはあくまでも財閥企業を守るための政策にすぎない。このような結果は KEPCO がいまだに独占の形で位置づけられていることに起因しており、真の電力自由化になっていないことが問題点であると言える。

表 5-14 2013 年度の電力料金に 100 億ウォン以上の値引きがあった大企業

順位	大企業名	2013 年値引きの金額 (億ウォン)
1	現代製鉄	2,091
2	三星電子	2,056
3	POSCO	2,055
4	三星ディスプレイ	1,775
5	SK Hynix	1,263
6	LG ディ스플레이	1,170

出所：Chosen Biz（2014 年 10 月 16 日）、秋美愛議員事務室の資料から抜粋。

このような電力消費量が多い大企業は政府に依存するだけでなく、自家発電所を持つべきである。日本の場合は自家発電所を持つ割合が全体の発電量の 20%を占めている。しかし、韓国の場合は、2010 年が 4.9%、2011 年が 4.7%、2012 年が 5.1%、2013 年が 4.6%、2014 年は 4.3%に過ぎなかった（表 5-15）。

表 5-15 自家発電所の状況

区分	2010 年	2011 年	2012 年	2013 年	2014 年
発電設備容量 (MW)	3,906	3,969	4,044	4,109	3,709
自家発電量 (GWh)	21,210 (4.9%)	21,489 (4.7%)	23,721 (5.1%)	21,702 (4.6%)	20,735 (4.3%)
電力消費量 (GWh)	434,160 (100%)	455,070 (100%)	466,593 (100%)	474,849 (100%)	477,592 (100%)

出所：2015 年韓国電力統計

電力消費量が多い大企業は自家発電所を持ち、自らの電力を使うべきである。使い切れなかった電力は KEPCO に売ることも可能である。大企業が政府の援助に頼らないようにし、赤字に陥っている電力会社を守っていくことが今後の韓国経済の大きな課題である。

第5節 おわりに

韓国電力産業は発電設備の不足や電力需要の過少予測などから大規模なブラックアウトを経験した。また、原発の停止により電力不足や設備不足などの問題を抱えている。これらの問題を解決するためには電力料金の値上げが最優先であると思われる。これまで電力料金を決めてきたのは政治論理であり、電力の需給やコストよりも経済政策の方向や政治的環境が電力料金の決定に大きな影響を与えてきた。電力需要の増加に対処するためには、家庭部門の電力料金制度である累進制を 6 段階から 3 段階へと大幅に減らす必要がある。シミュレーションの結果、家族が 1 人から 2 人程度の世帯はある程度多く電力を使っても 1 人当たり安い電力料金が適用されるが、4 人以上の世帯では 1 人当たり高い料金を払わなければならないといった不公平感は緩和されると思われる。従量料金の上昇率を決定するために推定した需要の価格弾力性の値に関しては、値が大きくなると従量料金の上昇率は小さくなり、値が小さくなると従量料金の上昇率が大きくなるので、価格弾力性は慎重に推定されなければならない。

産業部門の電力料金体系に関しては、極端に安いオフピーク時の料金を引き上げ、オフピーク時と通常時の時間帯を新たに 3 段階にしてオフピーク時の時間帯を短縮することでオフピーク時の大量消費を抑制することができると考えられる。また、産業部門の価格弾力性が大きい業種と価格弾力性が小さい業種にグループ分けして、グループ別の価格を設定することも提案したい。

結び

本稿では、「韓国の電力産業について」の題名の下に研究が行われた。本論は第1章から第5章までで構成されている。

第1章では、韓国に電力が最初に導入された1880年代から現代までの韓国の電力産業の歴史について述べた。第一に、1880年代から1930年までの特徴として挙げられるのは、最初の電気事業は王室の事業としてアメリカの資金を調達して運営されていたことである。その最初の電気会社である漢城電気会社は、結果的には経済利権をアメリカに引き渡すようになる。その後、韓美電気会社と変更し、日本の渋沢栄一の商社に売却され、路面電車と電力・ガス事業は日系の日韓瓦斯電気株式会社の管轄になった。この当時、発電のエネルギー源は火力であった。日韓瓦斯電気株式会社は、1915年9月11日に社名を京城電気株式会社に変え、韓国の幅広い地域に電力供給を行った。

1910年代の電力政策に注目する必要がある。その特徴は、「許可制」と「一地域一事業」の電力政策が行われたことである。これは朝鮮総督府の「地域独占」という政策に従い、京城電気株式会社が独占権の特恵を受けていたためである。この「一地域一事業」政策により、電力会社は地域独占が認められ、安定的な収益を上げることができた。しかし、この政策により、発電力不足、設備不足、故障などが起こり、電力を利用する消費者に大きな不利益を及ぼす結果となった。「一地域一事業」政策は、後に地域独占として批判され、「公営化運動」の問題につながるようになる。このような「一地域一事業」と「許可制」は、電気事業者が他の電気事業者と競争する必要もなく、独占的に経営するものであり、特に電力料金の面では高い料金を策定し、安定的に高い利潤を保障される制度であるといえる。結局この制度は、この後の新たな発電開発への投資誘致などを念頭においた朝鮮総督府の戦略であったと見られる。

第二に、1930年代は電力統制政策の下で、各地域の電気会社が統合されたことに注目する必要がある。また、日本の企業体である日窒コンツェルンの主導的な電源開発は従来の発電電源に大きい影響を与え、「水主火従」という原則を生み出すこととなる。これにより、朝鮮の電力は火力発電時代から水力発電時代へと大きく変化した。そのため、工業を中心に産業が飛躍的に発展するようになる。この頃、圧倒的に電力を多く使用していた日本の企業である日窒は、驚くほど安い電力料金を支払っていた。それも一般部門の電力料金より工業部門の電力料金のほうがはるかに安かった。これにより、韓国・北朝鮮の電力料金が日本よ

り安いことと、とりわけ大量の電力を消費する肥料工業などの電力料金が他の業種より安いことは、豊富な水力発電を使うことにより日本の工業を発達させるという狙いがあったためと考えられる。日室による電力開発が盛んに進められたのは、このように安い価格で電力供給ができたためである。また、安い電力の大量供給は生産コストを大幅に下げ、これにより、独占企業である日室に大きな利潤を補償する形となった。

第三に、1945年から1990年までは、日本の植民地から解放された後、電気事業は国により運営、管理されるようになった。その後、韓国と北朝鮮の政治的な対立の激化により、電力需給の問題が深刻化した。当時は水力発電所が北朝鮮に集中していたため、5・14断電や朝鮮戦争による韓国と北朝鮮の分断により、韓国側が深刻な電力難に陥ってしまう結果となった。韓国が電力難を解消する唯一の方法は、発電所の建設であった。韓国はアメリカの無償援助により、電力開発を推進することができたが、1950年代末、資金不足の問題に直面することにより、開発は停滞を余儀なくされた。同時期、電気事業の改編か統合かの問題が浮上するようになる。電気事業の改編ではなく統合を目指した韓国は、電気会社3社を統合し、韓国電力株式会社(KECO)を創立する。これが後ほど韓国電力公社(KEPCO)に生まれ変わることになる。

まだ自由化のブームが起きる前の1967年から1968年の間、深刻な日照りにより電力需給が深刻な状況に陥ったため、韓国の政府は民間電力会社の参与を許可した。しかし、民間電力会社は送配電設備が整備されておらず、発電した電力の販売だけが目的であった。需要の著しい鈍化や発電原価の高騰、サービスの低下など様々な問題が起こり、結果的に、民間電力会社の業務を韓国電力株式会社に移管して運営すれば、過重な財政の支援を減らすことができるかと判断されるようになり、韓国電力株式会社がその業務を引き継ぐようになる。

第四に、1990年代から現在までであるが、世界の公企業に対する自由化という流れに従い、韓国政府は民間部門の加速的成長に伴い、多くの公営企業の民営化を主導した。韓国の政府は1995年11月に「民間資本発電事業・基本計画」を発表した。この計画に従い、2001年4月に韓国電力公社(KEPCO)は電力構造改編を行った。

第2章ではこのような民営化すなわち電力自由化について詳しく述べた。かつて電力産業には規模の経済があると考えられてきたため、電力会社には公企業として独占産業のシステムが認められてきた。しかし、技術の進歩により安く発電ができ、また電力需要の増加により電力市場の規模が大きくなったため、発電部門においては規模の経済がなくなると言われる。このような電力市場を分割し競争原理を導入しようとする動きは、1990年の

イギリスの中央電力公社の分離により、世界的に進むことになった。世界の潮流となった公企業の所有権および経営権の民間企業への移譲という大きな変化は、韓国にも大きな影響を与えた。

そもそも電力自由化は、電力産業に市場競争を導入することで独占事業を廃止し、電力会社の市場へ及ぼす影響を制限することが目的であり、それにより安定的な電力供給およびサービスの質の向上が期待できると思われた。さらに安定的な電力供給と電力産業の効率性の向上により、競争による電力料金の低下も期待されていた。しかし、韓国電力産業の電力自由化のモデルとなったのはイギリスであり、イギリスが電力自由化を導入した当初、強制プールにより電力取引が行われたが、これには取引の価格が一番高い価格で決定されたり、入札価格が低い価格順に決定されたり、事業者と販売者が前もって固定価格を決めておいたりするなど、真の市場価格による取引が行われていなかったという欠点があった。韓国は電力自由化を導入する当初、こういった欠点があるイギリスの電力取引制度を自由化のモデルとして導入し、運営し始めたのである。これらの問題点は韓国も同じ様に抱えていると思われる。もちろん、イギリスはこのような欠点を補完するため、新たな制度を導入し、電力自由化を進めたことにより、市場競争による電力価格の値下げを実現し、また安定的な電力供給を確保することができた。

電力産業のような自然独占市場では、高い価格を設定する死荷重が発生するため、価格規制を行う。価格規制方式の一つである公正報酬率規制は、電気料金などの公益事業の料金を決めるとき、供給者が事業を円滑に継続していくための費用、すなわち報酬も料金の中に含まれる。この報酬は事業を進めていく上で公正な水準であることが求められるため、報酬率には規制がかかっている。しかし、アバーチ・ジョンソン効果 (Averch-Johnson (1962)) や X 非効率性が発生しやすい、また技術革新を行うインセンティブが弱められているなどの問題点がある。このような問題点を解決する方法として挙げられたのが、Baumol 等が提唱するコンテストابل・マーケット理論 (Contestable Market Theory) であり、これは電力自由化をするための一つの対策であると考えられる。

Baumol, Panzar & Willing (1988) によれば、コンテストابل・マーケット (Contestable Market) の特徴は、(1) 潜在的な参入企業は制限なしに同じ需要に応えられ、既存企業と同じ生産技術を利用することができることである。これにより、参入障壁 (entry barriers) というものは存在しないことになる。また (2) 潜在的な参入企業は参入・退出が自由であり (hit-and-run)、そのためのサンク・コスト (sunk cost : 埋没費用) が存在しない。

このように、規模の経済が大きければ大きいほど費用が高くなり、これにより新規参入が困難となるという規模の経済性障壁が起こる。ただし、サンク・コストがなければ、参入障壁とはならない。すなわち、規模の経済性が大きくて平均費用 $AC(x)$ が上回っていれば、新規参入により、企業の利益をあげることができる。今までの電力産業は自然独占市場であった。自然独占市場であるということは、規模の経済が存在することにもなるということの意味する。したがって、サンク・コストがないと考えると、電力市場に規模の経済が存在するとしたとしても多くの企業に新規参入の機会を与えることができると思われる。固定設備の費用が大きいため、電力産業に適用することができれば、新規企業の参入・退出が自由になり、電力自由化という構造改編へと導くことは可能となるであろう。電力供給においては、電力を消費者に送るために必要な送電部門には莫大な費用がかかる。もし新規事業者が参入しようとするならば二重投資をしなければならない。したがって、この特性を考慮し、送配電部門は自然独占の形で運営されている。

企業が市場への参入・退出を決める際には、平均費用は重要な決定要因である。企業は参入後、市場価格より平均費用が下回る場合は新規参入することになり、平均費用が上回ると退出することになる。完全競争市場では、収入の増加＝価格となる。これにより、利潤最大化条件は、価格＝限界費用($P = MC$)となる。また、市場への参入・退出が自由でないため、新規参入の企業数は少ない。規模の経済が働くので、企業数が少なくなると企業が価格に対する影響力をもつ。このとき市場の失敗が起こりうる。不完全競争市場の中、独占市場では他の企業との競争を考える必要もなく自らの利潤を最大化できる。一方、寡占市場では、企業数の多さに関係なく激しい競争が繰り広げられる。特に、自然独占市場での価格設定には価格の規制が必要と考えられる。しかし、コンテストブルであれば、自然独占市場でも価格の規制の必要もなくラムゼイ最適が達成されるのである。

しかし、これを実現するためには、政府の規制緩和という条件が不可欠である。規制改革の体表例として挙げられるのがインセンティブ規制である。アメリカでもインセンティブ規制を実施している州の方が、公正報酬率規制を実施している州よりも、料金水準が低いといわれている。

電力自由化を円滑に進めるためには、コンテストブル・マーケットの導入が最適であると考えられる。電力市場においては、発電所の建設や送電設備の導入などの固定設備に莫大な費用がかかる。これは、新規参入を考えている事業者にとっては大きな負担となる。このような参入障壁をもたらすサンク・コストがないコンテストブル・マーケットを電力市場に導

入すれば、多くの企業に新規参入の機会を与えることができると思われる。また、これは新規企業の参入だけではなく、もし利益が出ない場合でも退出が自由にできることからみてもメリットがあり、これにより電力自由化という構造改編が可能となるであろう。

第3章では、韓国のエネルギー事情について述べた。特に、温室効果ガスの問題や原子力による様々なリスクを避けることを考え、電力発電に使われているエネルギーの構成を変えるべきである。近年の非在来ガスの開発によるガス市場の変化に注目し、特に、シェールガスのアジア進出による韓国電力産業の対応について論じた。

これまで東アジアの LNG 価格は原油価格を指標として決定されてきたが、新たな LNG 価格フォーミュラが期待されている。それと共に、かつて長期契約がほとんどであった LNG を輸入する際の契約も市場価格による短期契約へと変化していることも注目される。これらの変化に合わせ、4つのシナリオを提案した。まず、環境問題に対応するために石炭発電量をどのくらい減らしたほうが良いかについて、シナリオ A とシナリオ B を提案し、続いて、原子力発電による様々なリスクから安全性を確保するためにシナリオ C とシナリオ D を提案した。ここでの提案はどれも現在の主な発電源による発電量を最大 20%削減することを目標としており、減らした分を補うために LNG による発電量を増やすことを考え、どれだけ LNG 量が必要になるのかを検討した。削減率は、シナリオ A では石炭発電量を 10%、シナリオ B では石炭発電量を 20%、シナリオ C では石炭発電量を 20%、原子力発電量を 10%、シナリオ D では石炭発電量を 20%、原子力発電量を 20%に設定した。これらにより削減された発電量は LNG へと移行させることを提案した。4つのシナリオにより、増加すべき LNG 量を算出してみた結果、シナリオ A の場合は 18,241 千トン、シナリオ B は 14,480 千トン、シナリオ C は 18,504 千トン、シナリオ D は 20,187 千トンとなった。いずれの場合も、大量の LNG が必要となる。

このように、大量の LNG が必要となった場合、LNG 価格はどうなるのかについて分析してみた。一般的に LNG 価格は原油価格を 5 ヶ月程度の遅れを持って反映すると言われていた。ここで、実際に原油価格と LNG 価格がどのように連動するかを分析してみた。原油価格と LNG 価格を指数化し、相関関係を分析した。結果として、同じ時点である t の相関係数は 0.92348 であるが、原油価格を 3 ヶ月遅らせて反映した $t-3$ の値は 0.987326 で一番高いことから相関関係が高いことがわかった。一般的に言われている 5 ヶ月遅れの $t-5$ の値は 0.950114 となり、 $t-3$ より低い値となった。この分析から実際に原油価格が LNG 価格に反映されるのは約 3 ヶ月後であるという結果を得た。また、原油価格と LNG 価格の変

動性を確認するため、変動係数CV (coefficient of variation) の分析を行った。この変動係数により、異なるグループのデータの散らばりの程度を、相対的に比較することができる。過去3年間の毎月の原油価格とLNG価格の変動係数を分析した結果、原油価格の変動係数は37.15%であり、LNGの変動係数は27.53%となった。一般的に、変動係数が小さいとリスクが小さいと判断される。この分析では、LNG価格の変動係数が原油価格の変動係数よりも小さいので、原油よりもLNGは安定的な価格のエネルギー源であるといえる。

したがって、シェールガスの開発により、天然ガスが豊かな資源となったことは間違いのない。これからのシェールガス市場はアメリカやカナダなどのような競争市場になる可能性が高い。この競争により、市場価格であるスポット価格が適用され、安い価格で天然ガスを輸入することができるということでは大きな意味がある。

ロイター (2016年2月25日) によると、アメリカ産のシェールガスは2017年に本格的に輸入される見込みであるという。韓国はアメリカとFTAを締結しており、それはアメリカ産のシェールガスを輸入する際には有利な条件となる。さらに、市場価格が適用されると安い価格でLNGを輸入することができるから、石炭や原子力などを減らした分を、LNGで賄うことが最適であると考えられる。しかし、大量のLNGを輸入する際、貯蔵施設が不足しているという問題があるため、LNGの貯蔵施設を迅速に増設する必要があると思われる。最近、日本で発表された「LNGハブ」が実現できれば、ガスセキュリティの問題や価格などにもかなりの良い影響がもたらされると期待される。

第4章では、韓国の電力産業について述べ、韓国の電力産業の構造改編や諸問題について論じた。1990年代の韓国では、公益事業改革が進められ、エネルギー部門の改革が開始された。電力自由化という変化に合わせ、エネルギー産業に対する規制緩和が進められ、さらに、電力産業の構造改革による電力部門の分離・民営化が推進された。2001年には韓国も電力自由化を導入し、構造改編では、発送配電部門が分割され、卸電力市場が創設される形となった。まずKEPCOの発電部門は6社に分割された。もっとも電力自由化は、第1段階から第4段階までの改革を推進するが、計画通りに進まないまま現在まで至っている。

韓国電力産業は、電力市場の運営の問題、卸売電力価格を決定する際の問題、発電設備の不足、電力需要予測が大きく外れるなどの問題、特に安すぎる電力料金など様々な問題を抱えている。これらが原因となって電力不足に陥ることとなり、結果的には循環停電を行わざるを得なくなった。根本的な問題を解決せず、循環停電のような対症療法的なやり方だけで対応することは望ましくない。その前に、正しい電力料金体系を作り、正当な価格メカニズ

ムを構築する必要がある。

第 5 章では、韓国電力産業が直面している電力不足、設備不足の問題を解決するためには、電力料金の値上げが最優先であるという考えの基に、家庭部門および産業部門における電力需要削減に限定して分析を行った。家庭部門に関しては、電力需要モデルを通して需要の価格弾力性を計算し、節電目標を実現するためにはどの程度の電力料金引き上げを行うべきかを分析した。さらに、産業部門に関しては、価格弾力性についての最近の研究が複数存在するので、それらを利用し電力料金体系の政策について検討し、それらの分析に基づき、電力料金体系の政策について論じた。

家庭部門の電力需要のモデルにおいては、韓国の家庭部門における電力需要の価格弾力性を新たに導出するために、電力需要量を被説明変数とし、電力価格や前年度の電力需要量などを説明変数に含んだ電力需要関数について推定を行った。弾力性を導出することから、需要関数は対数型の関数を用いた。モデルでは、時系列データを用い、説明変数の中にラグ付き被説明変数を含むために、系列相関の検定にはダービン・ワトソン (DW) の検定は使えないので、ダービンの h 統計量で系列相関の検定を行った。その結果、ダービンの h 統計量は -0.662 であり、系列相関があるという仮説は認められなかった。しかし、説明変数間に強い相関関係、いわゆる多重共線性の問題が存在することがわかった。多重共線性の問題を解決するため、Hoerl and Kennard (1970) のリッジ回帰法を利用した。

リッジ回帰法は、推定データの微小変化の結果、係数の推定値に生じる不安定性を見るもので、その不安定性はリッジトレースに表される。リッジトレースから k の値を決める方法として、トレースの値が安定し始めたときの k を採用するという方法が一般的に用いられている。すなわち、すべての曲線が安定し始めるところを選ぶと、 $k=0.0005$ となった。特に、価格弾力性は価格の変化に対する電力需要量の変化を表わすことから、電力需要の削減目標に対して電力料金をどの程度上げるべきかを求めるために用いられた。

家庭部門における電力需要モデルの推定結果から、どの推定値も予想された符号を持つが、冷房度日の推定値だけが統計的に有意な結果とはならなかった。また、決定係数が 0.996 という高い値を得た。短期の価格弾力性は -0.192 、長期の価格弾力性は -0.621 となり、統計的に有意であった。先行研究の価格弾力性の推定値を見ると、柳 (1996) による短期の価格弾力性の推定値は -0.160 であり、Yoo, Lee and Kwak (2007) の推定値は -0.264 、白・金 (2011) の推定値は -0.273 、林 (2013) の推定値は -0.297 であった。したがって、推定結果は先行研究で示された価格弾力性の範囲内に入っていることがわかる。長期の価

格弾力性に関しても、本論文の結果は柳（1996）による推定値 -0.590 に近い値になった。

電力需要を削減するために電力会社や政府が節電する企業や個人を決定することは問題をさらに複雑化する可能性が大きい。したがって、公平かつ合理的な節電を促すためには、電気料金を引き上げること、つまり、価格を通して電力需要をコントロールすることが最も妥当であると考えられる。そこで電力需要抑制にはどの程度の料金引き上げが必要かを推定するため、電力需要の価格弾力性を用いて電力料金の引き上げ幅について検討してみた。

現行の電力料金では、累進制が 6 段階になっている。しかし電力需要の増加に対処するためには、家庭部門の電力料金制度である累進制を 6 段階から 3 段階へと大幅に減らす必要があると考え、シミュレーションを行った。2012 年の家庭用電力消費量の削減目標を 5%、10%、15%の 3 つのケースに分けて計算した。それぞれの削減目標を達成するためには、電力従量料金を 3 段階においてどの程度値上げすべきかを考えた。2012 年のデータによると、第 1 段階の電力消費量は 853GWh（16.4%）、第 2 段階は 3,403GWh（65.6%）、第 3 段階は 931GWh（18.0%）であったので、第 2 段階が特に電力消費量が大きいことが分かった。したがってすべての段階の電力従量料金の値上げ率を一律せず、第 2 段階の電気料金を第 1 段階および第 3 段階よりも高くした方が全体の電力需要の削減には効果的であると判断した。

シミュレーションの結果は、電力従量料金を、ケース 1（5%削減）では第 1 段階で 121.8 ウォン、第 2 段階で 312.0 ウォン、第 3 段階で 540.2 ウォンに引き上げなければならないことになる。またケース 2（10%削減）では、第 1 段階で 131.6 ウォン、第 2 段階で 392.7 ウォン、第 3 段階で 587.2 ウォンに引き上げる必要がある。そしてケース 3（15%削減）では、第 1 段階で 141.4 ウォン、第 2 段階で 473.4 ウォン、第 3 段階で 634.3 ウォンに引き上げなければならないという結果が出た。累進比率は 4.4 倍～4.5 倍となり、現行の 11.7 倍と比べるとかなり緩和されたといえる。また、各段階に対して削減率を一律に当てはめるよりも、今回のシミュレーションのように、電力消費量の比率に沿って各段階に削減率を当てはめた方が、同じ削減量であっても家庭部門の負担額は小さくなった。

その結果、家族が 1～2 人程度の世帯は余裕をもって電気を使っても 1 人当たり安い電力料金が適用されるが、4 人以上の世帯では 1 人当たり高い料金を払わなければならないといった不公平感は緩和されると思われる。また、電力消費量の総合的な削減量は同じであっても各段階に当てはめる削減率を変えることによって家庭部門が支払う料金総額は違ってくるということが分かった。今回は各段階の電力消費量の比重に沿って削減率を当てはめたところ、

家庭部門の支払総額が小さくなった。従量料金の上昇率を決定するために推定した需要の価格弾力性の値に関しては、値が大きくなると従量料金の上昇率は小さくなり、値が小さくなると従量料金の上昇率が大きくなるので、価格弾力性は慎重に推定する必要がある。

産業部門の価格弾力性の先行研究を見てみると、柳（1996）による研究では、最小二乗法（OLS）モデルに基づいて分析した場合の価格弾力性は -0.86 から 0.26 の範囲であったが、自己回帰分布ラグ（ARDL）モデルに基づき分析した場合は -1.42 から 1.59 の範囲であることがわかった。この分析では、産業部門（乙）の高圧の夕方と夜の価格弾力性がプラスになっているが、これは電力価格が安すぎる、言い換えれば産業立地政策により原価より安い料金で電力が提供されているということであり、柳（1996）はこの料金は市場価格になっていないと指摘した。朴（2012）は、産業部門の電力の価格弾力性を産業部門（甲）と産業部門（乙）に分けて OLS と自己回帰（AR）モデルを推定した。その結果、産業部門の電力需要の価格弾力性は、業種により -0.023 から -1.043 の範囲となった。また、林（2013）は、1985 年から 2011 年までの年次データを用いて、17 の製造業種別の電力需要の価格弾力性の分析を行なった。国内の先行研究では全体の産業部門に対する電力需要の価格弾力性はほとんどマイナスに推定され、弾力性の範囲は -0.180 から -0.833 の間であることがわかった。

産業部門の電力料金は、契約電力 4kW 以上 300kW 未満の顧客に適用する産業部門（甲）I、契約電力 300kW 以上 1000kW 未満の顧客に適用する産業部門（甲）II、そして契約電力 1000kW 以上の顧客に適用する産業部門（乙）の 2 つの料金体系がある。高圧 A の夏季の選択 I のオフピーク時の従量料金はピーク時の 3 分の 1 以下の価格で、極端に安い価格である。産業部門（甲）II の夏季のオフピーク時の従量料金はピーク時の 2 分の 1 程度である。これは大量の電力を消費する企業に有利な料金体系になっていることを意味する。

柳（1996）の価格弾力性の分析でも、産業部門（乙）の夕方と夜がプラスで、正しい値ではないと指摘されている。これは、料金が極端に安いと、わずかな価格の変化には通常の反応を示さないことを意味している。したがって、ある程度大きくオフピーク時の料金引き上げを行わない限り電力需要削減を達成することができない。企業が原価より安い料金で電力を提供するという産業立地政策を悪用しないように歯止めをかける新たな制度が必要である。そのために、産業部門の電力料金の体系を 3 段階の時間帯から 4 段階の時間帯に増やし、ピーク時をそのままにしてオフピーク時と通常時の時間帯を新たに 3 段階に分けるという方法が考えられる。料金の安いオフピーク時の時間帯を短縮し、大量消費を抑える

必要があるからである。さらに、産業部門内の業種別の価格弾力性の大きさの違いに注目し、価格弾力性が小さい業種には料金の引き上げ幅を大きくし、価格弾力性が大きい業種には料金の引き上げ幅を小さくする。このように業種別に価格を変え、また具体的に価格弾力性が大きい業種と価格弾力性が小さい業種を分けて、価格を調整することを提案する。

本稿では電力料金の中、家庭部門の電力料金を中心とした分析を行ったが、韓国電力産業が抱えている諸問題を根本的に解決するためには、電力の約半分を消費している産業部門の電力料金制度について、より細かく分析し検討する必要があると考えられる。したがって、産業部門の電力需要モデルや料金算出については今後の課題としたい。

参考文献

- Amagai, H. and Sharma S. (1990) , “Future Patterns of Electricity Development in Japan: Implications for ASEAN Hydrocarbon Exports,” *ASEAN Economic Bulletin*, 7(1), pp.96-105.
- BP Statistical Review of World Energy 2002-2016.
- EAI, Annual Energy Outlook 2010.
- FERC (2011) , *Assessment of Demand Respose and Advanced Metering*.
- Gabriel, S. A. and Rosendahl, K.E. (2012) , “Cartelization in gas markets: Studying the potential for a Gas OPEC” , *Energy Economics*, 34(1), pp.137-152.
- GIIGNL, *The LNG Industry 2014*.
- Gilardoni, A. (2008) , *The World Market for Natural Gas*, Springer, Heidelberg, Germany.
- Granger, C.W.J. (1969) , “Investigating causal relation by econometric and cross-sectional method” , *Econometrica* ,37(3), pp.424-438.
- Gyu Ho Wang (2008) “On the economic incentives of CBP market Korean electricity wholesale market” , *Journal of Economic Research* ,13, pp.103-124.
- Gkonis Konstantinos G., and Harilaos N. Psaraftis (2009) “The LNG market and A game theoretic approach to competition in LNG shipping” , *Maritime Economics & Logistics*, 11(2), pp.227-246.
- Hwang, W.S and Lee, J.D (2013) , “Profitability and productivity changes in the Korean electricity industry” , *Energy Policy*, 52, pp.531-542.
- Hoerl, A.E. and R.W. Kennard (1970) , “Ridge Regression: Applications to Nonorthogonal Problems” , *Technometrics*, 12, pp.69-82.
- Holditch,S. (2006) , “Tight Gas Sands,” *Journal of Petroleum Technology*, 58(6), pp.86-93.
- Hsiao, C. (1979) , “Autoregressive modeling of Canadian money and income data” , *Journal of the American Statistical Association*, 74, pp.553-560.
- Hwnag, W.S. and Lee, J.D. (2013) , “Profitability and productivity changes in the Korean electricity industry” , *Energy Policy* , 52, pp.531-542.

- International Energy Agency (IEA) (2013) , *IEA Statistics: Energy Prices and Taxes*, OECD/IEA.
- Kastner, R. and B. Kahn (1990) , “The effects of regulation and competition on the price of AT&T intrastate telephone service”, *Journal of Regulatory Economics*, 2(4), pp.363-377.
- Kawata, Y and Fujita K. (2001) , “Some Predictions of Possible Unconventional Hydrocarbon Availability Until 2100,” Paper SPE 68755 prepared for presentation at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference, Jakarta, 17-19, April.
- Kim, H.S. and Kim, S.S. (2012) , “The resource adequacy scheme in the Korean electricity market”, *Energy Policy*, 47, pp.133-144.
- Kim, J. and Kim, K. (2011) , “The Electricity industry reform in Korea: Lessons for further liberalization”, *Infrastructure Regulation: What Works, Why and How Do We Know? : Lessons from Asia and beyond*, pp.333-358.
- Kraft, J. and A, Kraft (1978) , “On the relationship Between Energy and GNP”, *Journal of Energy and Development*, 3(2), pp.401-403.
- Lee, B.H. and Ahn, H.H. (2006) , “Electricity industry restructuring revisited: the case of Korea”, *Energy Policy*, 34, pp.1115-1126.
- Lee S. H (2011) , “Electricity in Korea-paper”, APEC USA 2011., pp.1-11.
- Lim, K.M and Lim, S.Y and Yoo, S.H (2014) , “Short- and long-run elasticities of electricity demand in the Korean service sector” , *Energy Policy*, 67, pp.517-521.
- Mathiesen, Lars. (2001) , “On modelling market for natural gas” , *Working paper*, 66(1), pp.1-23.
- Mathios A.D and Rogers R.P (1989) , “The impact of alternative forms of state regulation of AT&T on direct-dial, long-distance tekephone rates”, *The Rand Journal of Economics*, 20(3), pp.437-453.
- Michael Pollitt (2008) , “The arguments for and against ownership unbundling of energy transmission networks”, *Energy policy* ,36, pp.708-713.
- Min, D. and Chung, J. (2013) , “Evaluation of the long-term power generation mix: The case study of South Korea’s energy policy”, *Energy policy*, 62, pp.1544-1552.
- Nordhaus, William D. (1977) , “The Demand for Energy: An International Perspective,”

- in Chapter 13 of 'International Studies of the Demand for Energy', Nordhaus Ed., North-Holland.
- Oh, W.K. and Lee, K.H. (2004) , "Causal Relationship between Energy Consumption and GDP Revisited: the Case of Korea 1970-1999" *Energy Economics*, 26, pp.51-59.
- Park, J. Y. (1992) , "Canonical Cointegrating Regressions", *Econometrica*, 60(1), pp.119-143.
- Pesaran, M.H. and Y. Shin (1995) , "Long-Run Structural Modelling," un-published manuscript, University of Cambridge.
- Pesaran, M. H., and Y. Shin, (1999) , "An Autoregressive Distributed-Lag Modelling Approach to Cointegration Analysis", in S. Strom (ed.) , *Econometrics and Economic Theory in the 20th Century : The Rangar Frisch Centennial Symposium*, Cambridge : Cambridge University Press.
- Pesaran, M. H., Y. Shin, and R. J. Smith (2001) , "Bounds Testing Approaches to the Analysis of Level Relationships", *Journal of Applied Econometrics*, 16, pp.289-326.
- Reinhard, H. and Lee, S. (1998) , "Residential energy demand in OECD-countries and the role of irreversible efficiency improvements", *Energy Economics*, 20, pp.421-442.
- Rogner, Hans-Holger. (1997) , "An Assessment of World Hydrocarbon Resources", *Annual Review of Energy and the Environment*, 22, pp.217-262.
- Sa'ad, S. (2009) , "Electricity Demand for South Korean Residential Sector", *Energy Policy*, 37(12), pp.5469-5474.
- Tang, C.F. and Tan, E.C. (2012) , "Electricity Consumption and Economic Growth in Portugal : Evidence from a Multivariate Framework Analysis", *The Energy Journal*, 33(4), pp.23-49.
- Thomas P. Hughes (1983) , "Networks of power: Electrification in Western Society, 1880-1930", Baltimore: Johns Hopkins University Press, pp.1-17.
- Yoo, S. H. (2005) , "Electricity Consumption and Economic Growth: Evidence from Korea" *Energy Policy*, 33(12), pp.1627-1632.
- Yoo, S.H., Lee, J. S. and Kwak, S. J. (2007) , "Estimation of Residential Electricity Demand Function in Seoul by Correction for Sample Selection Bias", *Energy Policy*, 35(11), pp.5702-5707.

- Yoo, S. H. and Lim, S. Y. (2013) , “The impact of electricity price changes on industrial prices and the general price level in Korea”, *Energy Policy*, 61, pp.1551-1555.
- Yurnaidi, Z., J. Ku. and Kim, S. (2012) , “Modeling Sectoral Power Demand Using Panel Model”, in T. Yao (ed.) , *Zero-Carbon Energy Kyoto 2011*, pp.47-54, Green Energy and Technology, Springer.
- W. Lise and B.F. Hobbs (2009) , “A Dynamic Simulation of Market Power in the Liberalised European Natural Gas Market” *The Energy Journal*, 30, pp.119-135.
- W.J. Baumol, J.C. Panzar, & R.D. Willig (1988) , *Contestable Markets and the Theory of Industry Structure*, New York, Harcourt Brace Jovanovich.

- 天谷永 (1991) 「電力産業における競争の可能性と電気料金契約の検討」『創価経営論集』、16 (1)、105 頁～114 頁。
- 鵜沢秀 (2000) 『産業組織論』エコノミスト社。
- 石井彰 (2008) 『天然ガスが日本を救う』日経 BP 社。
- 伊藤穰 (2012) 「電力自由化の効果と諸外国の動向—イギリス、アメリカ、北欧モデルの考察—」『横浜商大論集』46 (1)、110 頁～124 頁。
- 李ハクノ・ハンジンヒョン・イミョンフン (2010)、「電力ピークの推定及び予測に関する研究」『エネルギー経済研究』、No.9 (2)、83 頁～99 頁。
- 李ボンヒ (2013) 「韓国の電気知識の伝来」『電気設備』、No.30 (1)、60 頁～63 頁。
- 李ボンヒ (2013) 「景福宮の電灯事業」『電気設備』、No.30 (2)、80 頁～85 頁。
- 李ボンヒ (2013) 「漢城電気会社の設立」『電気設備』、No.30 (3)、70 頁～73 頁。
- 李ボンヒ (2013) 「漢米電気会社の発足」『電気設備』、No.30 (5)、70 頁～77 頁。
- 李ボンヒ (2013) 「日帝強占期の発送電事業」『電気設備』、No.30 (6)、70 頁～75 頁。
- 李ボンヒ (2013) 「日帝強占期の配電事業」『電気設備』、No.30 (7)、66 頁～73 頁。
- 李ホム (2015) 「天然ガス市場メガトレンドの波及効果および対応戦略研究：地域内の取引活性化を通じた LNG 取引の改善法案」エネルギー経済研究院。
- 伊原賢 (2011) 『シェールガス争奪戦』日刊工業新聞社。
- 一般社団法人海外電力調査会 (2014)、『海外諸国の電気事業』。

林ソヨン（2013）「住宅用電気料金の現況と改編方向」『財政フォーラム』、No.201、8頁～26頁。

岩間剛一（2010）「アジアをはじめとした世界の天然ガス需要増と中東の天然ガス供給の重要性」『中東協力センターニュース』、26頁～35頁。

ウォール・ストリート・ジャーナル（2012年6月10日）、「米国発「シェールガス革命」日本の期待と根強い輸出反対論」。

エネルギー経済研究院（2001）「電力需要の価格弾力性の推定および発揚方案の研究」。

エネルギー経済研究院（2012）「国際天然ガスの価格動向および向後展望と示唆点」。

エネルギー経済研究院（2012）「電力市場の事業形態変化による電力産業の発展法案研究」。

エネルギー経済研究院（2012）「LNG取引力量の強化法案研究」。

エネルギー経済研究院（2014）『2013 エネルギー統計年報』。

エネルギー経済研究院（2015）『2015 エネルギー統計年報』。

EDMC/エネルギー・経済統計要覧 2016年版。

吳鎮錫（2006）「韓国近代電力産業の発展と京城電気（株）」、延世大学。

小田切宏之（2001）『新しい産業組織論』有斐閣。

海外電気事業統計（2015）。

海外電気事業統計（2014）。

韓国電力株式会社（1981）『韓国電力20年史』。

韓国原子力産業会議（www.kait.or.kr）

韓国電力公社「韓国とOECD主要国家間の電力料金水準の比較分析」『KEPCO 経済経営研究院』、第13-25号、10頁。

韓国電力公社（2014）『韓国電力統計』。

韓国電力公社（2016）「エネルギー源別の利益を考慮したエネルギー市場の分析手段開発」

川崎一泰（2011）「電力不足への対応としての料金政策」『経済のプリズム』、No.95、1頁～18頁。

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（2011）「発送電分離をめぐる議論の検証」『都市問題』、102（10）、30頁～33頁。

橘川武郎（2012）「なぜ日本の天然ガスの価格は、アメリカの9倍も高いのか」PRESIDENT 2012年7月16日号。

『月刊電気』2011年10月号、https://www.energy.co.kr:455/atl/view.asp?a_id=5443 アクセス (2015年8月15日)。

経済産業省・資源エネルギー庁 (2010) 『エネルギー白書2010』。

経済産業省・資源エネルギー庁 (2011) 『エネルギー白書2011』。

経済産業省ホームページ (アクセス2014年6月15日)。

経済産業省 (2016) 『LNG市場戦略—Strategy for LNG Market Development～流動性の高いLNG市場と“日本LNGハブ”の実現に向けて～』。

後藤美香・服部徹 (2011) 「発送電分離に関する最近の研究のレビュー」、『SERC Discussion Paper』、SERC11029、1頁～14頁。

小林英夫・李光宰 (2011) 『朝鮮・韓国工業化と電力事業』つげ書房新社。

小笠原潤一・十市勉 「電力自由化を巡る海外の現状と今後日本での展開」電力中央研報告 Y12004。

小山堅 (2011) 「2012年の国際石油・ガス情勢の展望」『第408回定例研究報告会』(財)日本エネルギー経済研究所。

金景林 (1990) 「1930年代の植民地朝鮮の電気事業」『史学研究』韓国史学会、(42)、225頁～262頁。

金景林 (1997) 「植民地朝鮮の電気事業の発興」『梨大史苑』101頁～133頁。

金南一 (2003) 「電力卸売市場の市場参加者の行態分析：ゲーム理論的な接近」『エネルギー経済研究』2003-03。

金南一・李ソンキュウ 「最近の主要国の電力産業の構造改編の動向と示唆点」『World Energy Market Insight Weekly』第14-35号、3頁～15頁。

^{キム}金ヒョンジェ (2008) 「電力産業構造改編の推進現況と展望」『エネルギー経済研究』、No.7 (2)、139頁～160頁。

^{キム}金ブジュン (2002) 「電気通信歴史および史料収集の展示に関する基礎研究」『韓国情報通信歴史学会』。

^{キム}金ジェジョン (2014) 「植民地期‘地域’と‘地域運動’—1930年代の初めの京城地域を中心として—」『郷土ソウル』、第86号、197頁～227頁。

KB金融持株経営研究所 (2012) 「シェールガス開發現状と影響の点検」『CEO MEMO』第12巻、第16号、1頁～9頁。

『原子力白書 (2014)』未来創造科学部。

- 坂本茂樹 (2012) 「東南アジアの LNG 輸入開始、東アジア市場向け LNG フローの変化」
『アナリシス』第 46 巻、第 4 号、15 頁～30 頁。
- 杉平二郎 (2002) 「英国：電力自由化、規制改革と企業戦略」IEEJ、1 頁～14 頁。
- 張祐奭^{ジャンウソク} (2014) 「国内の電力需給現状と問題点および改善方案」『ENERGY FOCUS 2014』、
66 頁～77 頁。
- 全スヨン (2013) 「電力価格体系の問題点と改善方案」『国会予算政策省』、No.48。
- 全ヨンソ (2005) 「構造改編以前と以降の電力産業の社会的厚生^{ソク}の損失規模」『規制研究』第
14-1 号、67 頁～102 頁。
- 全ハンキョン^{ジョン} (2007) 「電力価格体系の問題点と改善方案」『ISSUE PAPER』、Vol.1., No.
12.
- 成均館大^{ソク}学校産学協力団 (2008) 「長期電力需要の予測の適正性の検証方案に関する研究」
『産業資源部』、I-2007-0-030、1 頁～121 頁。
- 石油エネルギー技術センター (2012) 「アジア市場めざすカナダの LNG プロジェクト～
シェールガス開発計画の進むカナダも新たな LNG 供給国に」『JPEC レポート』第 26 回。
- 孫ヤンフン^{ソン} (2008) 「電力産業の競争導入と民営化」、『CFE Report』、No.32、1 頁～25 頁。
- 宋ユナ^{ソン} (2010) 「労働環境の側面から見た電力産業の垂直統合の意味と課題」『発電分割の
問題点と統合的な電力産業代案模索』、205 頁。
- 宋ユナ^{ソン} (2012) 「電力産業の民営化の裏面：電力産業の民営化の裏面：大手企業の Blue Ocean
により変質した電力産業」『ワーキング・ペーパー』、2012-02、4 頁～26 頁。
- 趙ジョンハン・姜マンオク^ソ (2012) 「韓国電力消費と経済成長の因果関係分析」『資源・環境
経済研究』、No.21 (3)、573 頁～593 頁。
- 高橋洋 (2011) 『電力自由化』日本経済新聞出版社、68 頁～77 頁。
- 対外経済政策研究院 (2012)、「主要国のシェールガス開発動向と示唆点」『KIEP 今日の世
界経済』、第 12 巻、第 11 号、1 頁～21 頁。
- 朝鮮総督府通信局『朝鮮総督府通信報』1940 年度版、139 頁。
- Chosen Biz (2014 月 10 月 16 日)、「100 大企業の電気料金の原価値下げの値引き金額、1
年に 2 兆 487 億ウォン」
- 知識経済部 (2012) 『2010 知識経済白書』。
- 知識経済部 (2012) 「電力市場の事業形態変化による電力産業の発展法案研究」、エネルギ
ー経済研究院。

- 知識経済部（2013）『第6次電力需給基本計画（2013年～2027年）』、知識経済部、1頁～67頁。
- 電力取引所『2012年度電力設備の停止統計』。
- 電力取引所『2013年度電力設備の停止統計』。
- 中瀬哲史（2008）「イギリスにおけるエネルギー自由化と日本への示唆」『経営研究』58（4）、145頁～166頁。
- 都ヒョンジェ（2015）「アメリカ産 LNG 導入環境と国内ガス市場の波及効果分析」『基本研究報告書 15-16』 エネルギー経済研究院。
- 南イルチョン（2010）「電力産業の危機の原因と今後の政策方向」『KDI 政策フォーラム』、No.252（013-01）、1頁～8頁。
- 奈良長寿・森平祐次郎（2005）「イングランド・ウェールズとスコットランドの電力市場を統合（英国）」『海外電力』47巻7号、15頁～16頁。
- 西村陽（2001）「自由化下の電力市場における本質的問題—米国の電力卸売市場・小売市場の基礎サーベイから」『学習院大学経済論集』第38-2号、103頁～114頁。
- 日本エネルギー経済研究所（2012）『EDMC エネルギー・経済統計要覧 2012』（財）省エネセンター。
- 羽森茂之（2009）『ベージック計量経済学』、中央経済社、156頁。
- 堀和生（1984）「植民地朝鮮の電力業と統制政策」『日本史研究』（265）、1頁～36頁。
- 八田達夫（2004）「電力競争市場の基本構造」『独立行政法人経済産業研究所』、04-J-029。
- 広松毅・藤原直哉（1990）『計量経済学の実際』、新世社。
- 白ムンヨン・金ウファン（2011）「韓国の経済成長と電力需要の間の因果性に関する研究:四半期ごとのデータを用いて」、『応用統計研究』、No.25（1）、89頁～99頁。
- 星野優子（2009）「エネルギー需要の長期価格弾力性に関するレビュー」、SERC Discussion Paper: SERC09023、電力中央研。
- 星野優子（2010）、「エネルギー需要の長期価格弾力性—政策分析に用いる場合の留意点—」『電力中央研究報告』、Y09029。
- 星野優子（2011）「日本のエネルギー需要の価格弾力性の推計—非対称性と需要トレンドの影響を考慮して—」『電力中央研究報告』、Y10016。

- 星野優子 (2012) 「日本の製造業業種別エネルギー需要の価格弾力性の推計—国際比較のための分析枠組みの検討—」 *Journal of Japan Society of Energy and Resources*, 34(1), pp.15-24.
- 松川勇 (2012) 「電力負荷を制御する柔軟な価格設定」『計測と制御』、No.51 (1)、26 頁～30 頁。
- 松崎裕子 (2003) 「日露戦争前後の韓国における米国経済権益」『史学雑誌』112 編、10 号、39 頁～62 頁。
- 松崎裕子 (2011) 「大韓帝国広武間期の米国系企業化コルブラン&ポストウィックの電気関係利権について」『歴史学研究』、第 754 号、1 頁～16 頁。
- 村上一真 (2012) 「電力価格上昇に係る経済、環境への影響に関する研究：地球温暖化対策税、固定価格買取制度を事例として」『APIR Discussion Paper Series』、No.23、1 頁～19 頁。
- 村松秀浩 (2014) 「米国のシェール開発・生産をめぐる動向」『Analysis』 Vol.48 No.1, pp.17-32.
- モスウォン・金チャンボム (2003) 「エネルギー消費と経済成長の動態的因果関係」『資源・環境経済研究』、No12 (2)、327 頁～346 頁。
- 来日新聞 (2015 年 9 月 17 日)、「現代製鉄の年間お電気料金 9,781 億ウォン」。
- 柳澤明 (2011) 「需要構造の変化を考慮したエネルギー価格弾力性の推計」『日本エネルギー経済研究所』。
- ロイター (2012 年 5 月 14 日)、「オーストラリア、潜在的なシェールガス資源で国内ガス資源規模倍増も」。
- ロイター (2012 年 5 月 29 日)、「カナダ、LNG 産業の強化を急ぐべき」。
- ロイター (2016 年 2 月 25 日)、「米シェールガス輸出開始へ、2017 年にも日本向け本格化」。
- 梁^{ヤン}ジュンモ (2010) 「電力需要効果の推定に関する研究」、『応用経済』、No.12 (3)、131 頁～154 頁。
- 柳^ユビョンチョル (1996) 「電力需要の価格弾力性と料金の調整方案」『エネルギー経済研究院』、No.96-04.
- 尹^{ユン}ヨンボン (2011) 「電気料金体系改編の方案及び向後の推進問題」『大韓電気学会』、Vol. 60、No.5、34 頁～36 頁。

読売新聞（2011年7月8日）、「カナダの「シェールガス」日本に初輸出へ」。

矢島正之（1994）「電力市場自由化の諸類型とその比較評価」『電力経済研究』No.33.,1 頁
～12 頁。

矢島正之（1999）『世界の電力ビッグバン』東洋経済新報社。

八田達人・田中誠（2004）『電力自由化の経済学』東洋経済新報社。

謝辞

本論文をまとめるに当たり、修士課程から博士課程までの長い間、始終暖かい激励し、丁寧かつ熱心にご指導して下さった指導教官である経済学研究科の天谷永教授に心より感謝の言葉を申し上げます。

教育には差別がなく平等であることを、天谷先生はご自身の教育者としての在り方を通して教えて下さいました。私の不足な面についても、常に一つ一つ優しくご指摘くださり、お陰様で研究において困難に直面しても一歩、また一歩と前へと進むことができました。また、天谷先生のご指導により統計学の大切さ、経済学的思考で物事を考えるという重要な姿勢を身につけることができました。毎回のゼミの授業は私にとって「私にもできる」という新たな希望を持つことができる貴重な時間でした。私も人に希望を与える人間になろうと決意を新たにしました。

また、私に大きな希望と夢を叶えてくれた創価大学に深く感謝の意を表します。経営学部に入學する時、まるで夢のようで、涙が止まらなかったことを今も覚えております。家庭の事情で、思う存分勉強することができなかつた母は、私が大学院に入った時、たいへん喜んでくれました。私を常に支えてきてくれた母にとって、私が大学院で勉強をしていることは大きな希望となっております。このような母に少しでも親孝行ができると思うと、胸が一杯です。母に心より感謝の言葉を捧げます。そして惜しみなく私を支えてくれた主人と貴重な友人に深く感謝の意を表します。

天谷先生をはじめ、家族や友人のお陰で現在の私がいると言っても過言ではありません。改めて感謝と御礼を申し上げます。

最後に、創価大学の創立者、池田大作先生に深く感謝の言葉を申し上げます。未熟ではありますが、真の貢献者になるため、ますます努力して参ります。

2016年8月31日

徐 明玉