論 文

我が国及び韓国電気事業の効率性と送配電事業統合の効果に関する分析

An Analysis of Management Efficiency at Japanese and Korean Electric Companies and the Effects of Business Integration.

長 山 浩 章*

Hiroaki Nagayama

ABSTRACT

Due to the accidents at nuclear power plants caused by the Great East Japan earthquake on March 11th, 2011, the existing 10-power system spread and numerous problems caused by regional monopolies in the electric industry surfaced. In regards to the overall picture on concerns on how the electricity system reform should be carried out, the Japanese government established the "Policy on Electricity System Reform" (hereafter referred to as "Reform Policy"), which was held by the cabinet decision on April 2nd, 2013. As for the Reform Policy, reform is expected to be carried out according to the following three pillars of the policy:

1) Expansion of nationwide coordination of transmission operators

2) Full liberalization of retailers and generators

3) Securement of neutrality of electricity transmission and distribution sectors through legal separation

This study examines the benefits of reorganization during the period of mutual entry among electric companies when full scale retail competition starts in 2016. By making use of the DEA (Data Envelopment Analysis) technique with data from 9 Japanese electric companies related to transmission, and distribution, we compared the efficiency of each company and measured the improvement of efficiency by assuming a case where some companies are integrated.

As a result, integration will improve efficiency if cost is significantly reduced. In particular, the integration of KEPCO and Kyushu Electric Company, the integration of Kansai Electric Company and Shikoku Electric Company, and the integration of Tokyo Electric Company, Tohoku Electric Company and Hokkaido Electric Company could benefit greatly by asset integration. As

2014 年 4 月 2 日受付／ 2014 年 5 月 29 日受理（Received on April 2, 2014 ; Accepted on May 29, 2014）

* 京都大学国際交流推進機構教授
Professor, The Organization for the promotion of International Relations, Kyoto University

KEPCO and Kyushu Electric Company will be making a DC (direct current) power transmission based on electric power interchange, it will be important to consider the cost for international transmission lines.

Special problems and data limitations for each company should be considered in terms of the area's geographical characteristics. Before and after the integration, each company will be adopting different systems of specification and management rules for machines of electric transmission equipment and distribution. Therefore, it may be difficult to achieve results on the know-how of the integration effect. This problem should also be considered for future study.

要　約

2011 年 3 月 11 日に発生した東日本大震災に起因する原子力発電所の事故により、これまでの 10 電力体制が敷かれ、電力供給事業が電力会社ごとの地域独占であることによる種々の問題が表面化した。日本政府は平成 25 年 4 月 2 日の閣議決定により、今後進めていく電力システム改革の全体像については、「電力システムに関する改革方針」（平成 25 年 4 月 2 日閣議決定、以下「改革方針」という。）を定め、改革方針においては、

①広域系統運用の拡大、

②小売及び発電の全面自由化、

③法的分離の方式による送配電部門の中立性の一層の確保

という 3 本柱からなる改革を行うこととしている。

本稿はこうした状況を受け、日本の 9 電力会社の送配電に関わるデータを収集し DEA（Data Envelopment Analysis）の手法により、各電力会社の効率性の比較及び、各電力会社が統合された場合の効率性の向上度合のシュミレーションを行った。事業統合等により、送配電に関わるコストを削減できれば大幅な事業効率向上につながることが示された。特に KEPCO と九州電力の 2 社、関西電力と四国電力の 2 社、東京電力と東北電力及び北海道電力の 3 社の組み合わせは資産統合による効果が大きい。

KEPCO と九州電力は実際には直流送電による電力融通の形をとり、その分の国際連系線の建設がコストとして加わることになるため、この部分も考慮する必要があろう。

データ制約としては現在日本の各電力会社が置かれている地域特性や特殊事情はどのように位置づければよいのかという問題がある。また統合前後では、現在各社ごとに、送配電機材の仕様や運用ルールが各社バラバラなため、資産、調達、ノウハウの統合効果が出にくい面も予想され、こういった面の調整努力が必要となろう。

キーワード : 電力システム改革
Keywords: Electricity system reform

1. 我が国電力産業の近況と電力システム改革

2011 年 3 月の東日本大震災以降、我が国における 3E（Energy Security, Economy, Environment）が崩れてきた。電力会社の 2012 年 9 月 1 日からの原子力停止の影響等により電力料金が急速に上昇した。また需要減、省エネの普及等で発電量も減っているにも拘らず CO_2 排出量は急増している。これは急速な原発の稼働停止により化石燃料を使用した発電によるものである。

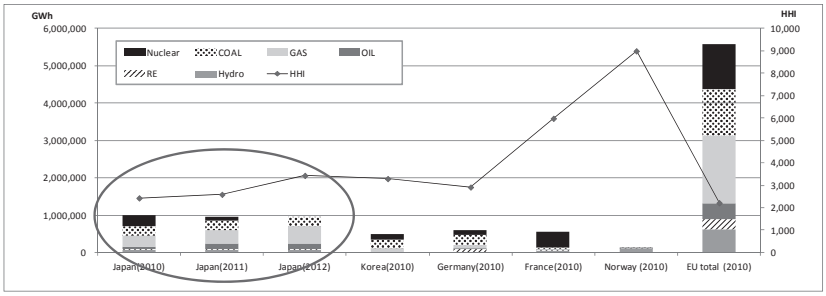
電源構成の安定性も急速に悪化している。図表 1 は日本及び韓国、欧州の HHI（Herfindnal = Hitshman index）[注 1] につき計測したものである。

日本では 2010 年から 2012 年にかけて、HHI が上昇している。これは電源のバランスが悪くなり、Energy Security の指標が悪化してきたことを指す。この背景には原子力が稼働停止し、ガスなどの化石燃料に置き換わったためである。他方欧州では 1 国ではフランスの原子力偏重、ノルウェーの水力偏重の結果として HHI が高いが、欧州全体ではバランスしている。

日本政府は平成 25 年 4 月 2 日の閣議決定により、今後進めていく電力システム改革の全体像については、「電力システムに関する改革方針」（平成 25 年 4 月 2 日閣議決定、以下「改革方針」という。）を定め、改革方針においては、電力システム改革の目的として、

（1）安定供給の確保、
（2）電気料金の最大限の抑制、
（3）需要家の選択肢や事業者の事業機会の拡大

を掲げ、この目的の下で、



注：日本は一般電気事業社 10 社計、他社受電を含む
出所：WDI より作成

図表1　我が国及び韓国、欧州の電源構成とHHI

図表2　閣議決定「電力システムに関する改革方針」

	実施時期	法案成立もしくは提出時期
【第 1 段階】 広域系統運用機関（仮称）の設立	平成 27 年（2015 年）を目途に設立	2013 年 11 月 13 日電気事業法一部改正成立
【第 2 段階】 電気の小売業への参入の全面自由化	平成 28 年（2016 年）を目途に実施	2014 年 6 月 11 日電気事業法一部改正成立
【第 3 段階】 法的分離による送配電部門の中立性の一層の確保、電気の小売料金の全面自由化	平成 30 年から平成 32 年まで（2018 年から 2020 年まで）を目途に実施	平成 27 年（2015 年）通常国会に法案提出することを目指すものとする

出所：（METI2013 年 4 月 2 日リリース）http://www.meti.go.jp/press/2013/04/20130412001/20130412001-2.pdf を修正

①広域系統運用の拡大、
②小売及び発電の全面自由化、
③法的分離の方式による送配電部門の中立性の一層の確保
という3本柱からなる改革を行うこととしている。

そして、3本柱の改革の実施を図表2の3段階に分け、各段階で課題克服のための十分な検証を行い、その結果を踏まえた必要な措置を講じながら、改革を進めることとしている。

2. 韓国電力の現状と日韓電力融通の可能性

韓国では、1982年にそれまで民営であった韓国電力が国営化され1989年に株式公開を行った。

さらに2001年4月に韓国電力公社(KEPCO：Korea Electric Power Corporation）の発電部門が6社に分割され、同時に韓国電力取引所（KPX：Korea Power Exchange）が設立された。発電部門の分割は、設備資産が均等になるように地域とは関係なく分割された。市場はコストベースドプール（CBP：Cost Based Pool）に基づいた強制プール市場である。ISO（独立系統運用者）はKPXが兼ねる。

発電会社の資本はすべてKEPCOが持ち、送配電事業をKEPCOが独占している。 また韓国では2012年では卸電力先物取引が全取引の96.4%を占める。（残りはKEPCOとIPPの相対取引）

図表3に見られるように韓国KEPCOの送配電ロスは日本の電力各社よりも低い。

KEPCOはSAIDIで比較すると、日本の電力会社の中位くらいの水準にある（図表4）。

図表6にみられるように日本では2011年3月の東日本大震災以降、東日本、西日本の双方で取引価格が上昇しているが、韓国では近年上昇傾向にあるというものの、日本に比べて低い水準にある。

韓国電力会社（KEPCO:Korea Electric Power Corporation）の資本の51％は韓国政府が持つことから、赤字でも運営を継続ができる反面、税金の補填による低廉な電気料金水準の維持をこれまで行ってきた。このため国際的にも安い電力価格を提供してきたが、2011年9月に大停電を起こすなどの問題が生じている。図表7にみられるように利益率は2007年以降0かマイナスで推移している。

他方、韓国では2009年を起点に年内最大需要が夏季から冬季に逆転した（図表8）。これは低い電気料金による暖房用電力負荷の持続的増加が原因あるとされている。(CEO Report (2013))

また、この5年では連続して午前に最大需要が発生している（図表9）。これは一般用営業時間が本格化される11時～12時に最大需要発生したことが原因である。

午前6時～8時の気温が前日対比3～5℃以上落ちると10時～11時暖房需要急増により最大需要発生したためである。

このように日韓両国のピーク時間が、季節的にも時間的にもずれているため、両国間の電力融通は有効であるといえる。

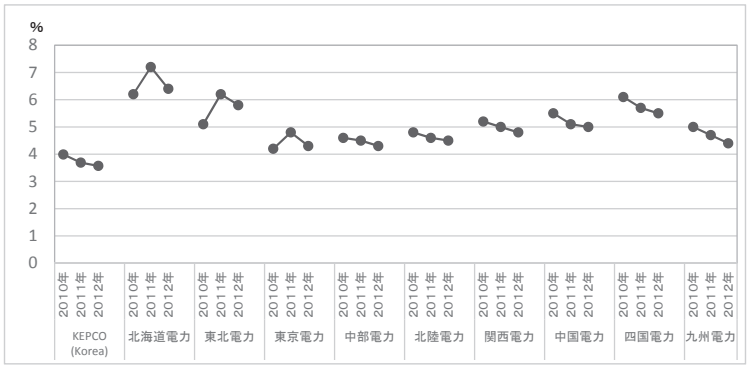
さらに韓国の周波数は60Hzで西日本と同じ、ロシアの周波数は50Hzで東日本と同じである。日本国内での周波数変換による電力融通、加えて周辺国と国際連系を行うことも将来的には考えてよいだろう。

日韓連系は韓国と九州を60Hz―直流―60Hzと変換してつなぐことになる。日本においても厳密には、東から西に送るのに50Hz―直流―60Hzの変換を行っている。この場合、周波数変換所において送電距離はゼロである。つまり直流部分の長さに加えて日韓間の海底ケーブルの分だけ、韓国から送電をする方がコスト高になる。

図表10に見られるように、日本だけ（九州だけ）、韓国だけの場合よりも、両者が統合したほうがHHIは大幅に下がることになる。

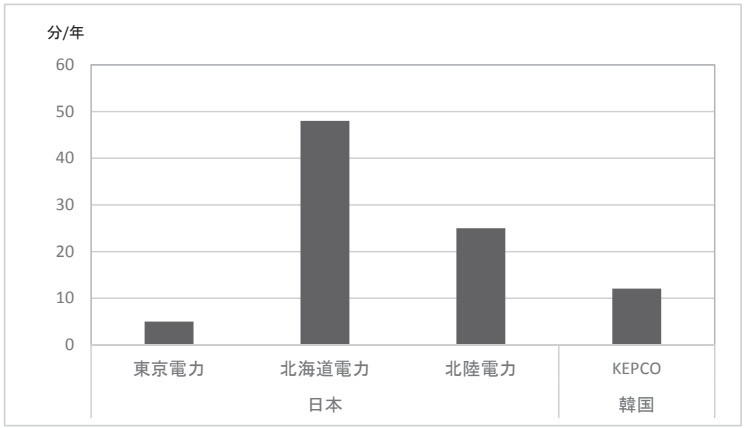
フィンランド―ロシア間でNord poolとロシア卸電気市場の連系が進められているように、韓国のKPXと日本の卸電力市場への相互乗り入れという形になるとみられる（図表11）。

英仏連系線（英仏を結ぶ直流送電の利用）には容量権オークション（物理的送電権）が設定され、英仏両国の卸電力には価格差があることから高い利用率[注2]である。但し、送電容量配



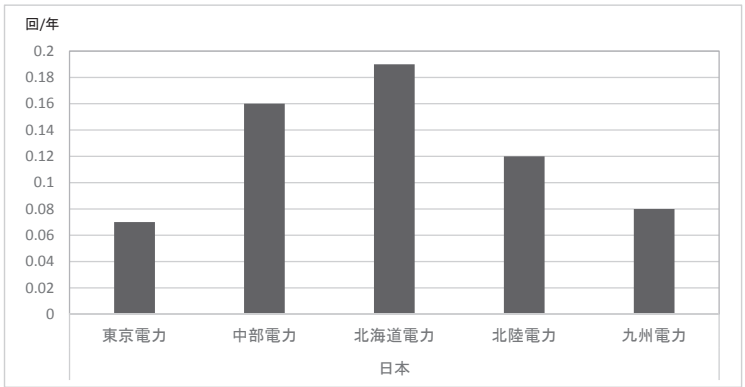
出所：韓国は Statisitcs of Electric Power in Korea
日本は電気事業便覧　H25 年版

図表3　日韓電力会社の送配電ロス比較



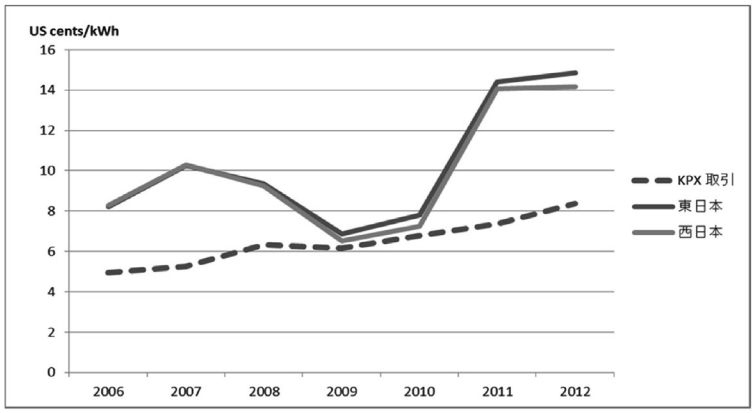
注 1：SAIDI（System Average Interruption Duration Index）とは需要家 1 軒あたりの停電時間（分／年）のこと。
注 2：北陸電力は事故停電＋作業停電
注 3：停電は、非常災害による停電を除く
出所：日本は各社 HP、韓国は KEPCO HP

図表4　日韓の停電率比較：SAIDI（2012年）



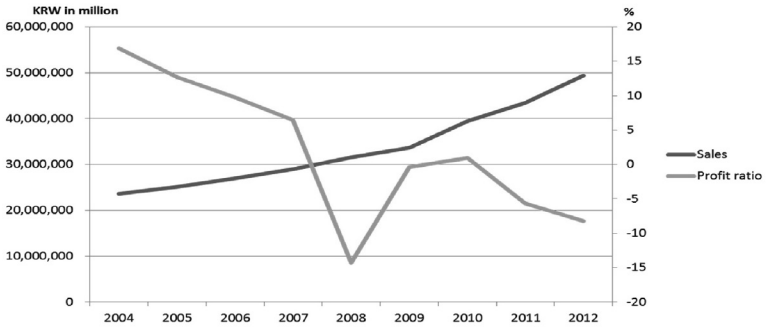
注 1：SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) とは需要数 1 件あたりの停電回数（回／年）のこと
注 2：北陸電力は事故停電＋作業停電、九州電力は災害含み、中部電力は電源側を除く配電系の事故停電分
注 3：停電は、非常災害による停電を除く
出所：各社 HP

図表5　日本の停電率比較：SAIFI（2012年）



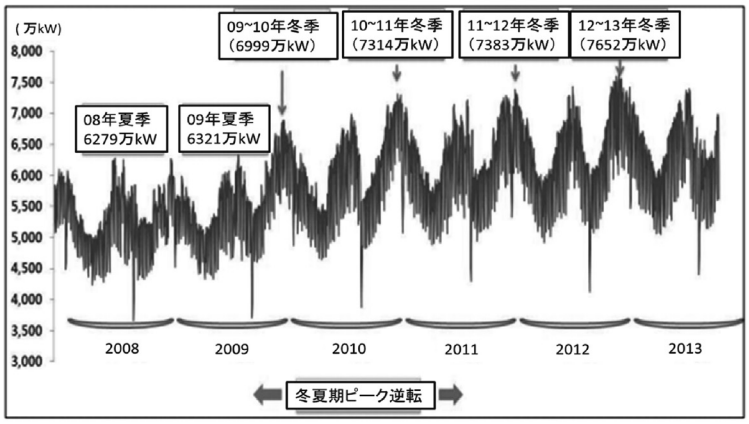
注：為替レート換算 1USD=1080KRW=102JPY（2013/03/22）
出所：韓国：Statistics of Electric Power in Korea 2012
日本：日本卸売り電力取引所 「市場監視レポート 取引監視・取引検証四半期報告 各年期度秋季」

図表6 日韓卸電力価格の推移



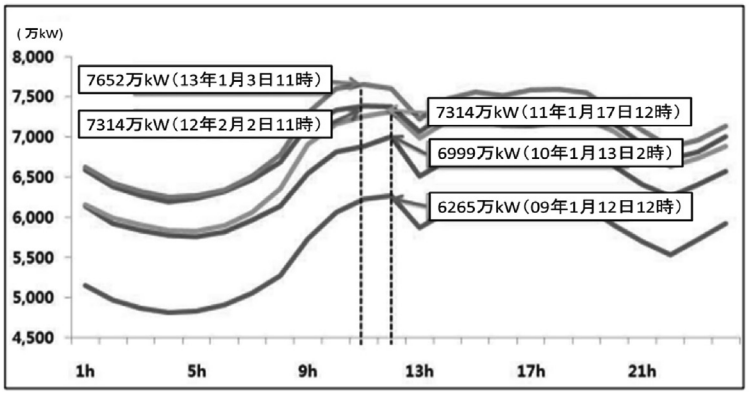
注：Profit Ratio = Income before income tax
出所：Statistics of Electric Power in Korea 2012

図表7 KEPCOの売上と利益率



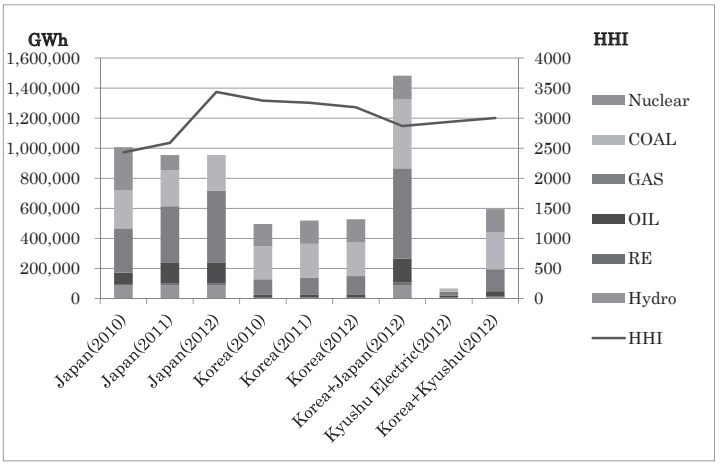
注：年間最大需要は 2009 年を起点に夏季から冬季に逆転
出所：CEO Report（2013）＜'13 ～ '14 年冬季最大需要予測＞ KEPCO 経済経営研究院

図表8 KEPCO '13～'14年冬季最大需要予測（1）



注：5 年連続週間午前に最大需要発生
出所：CEO Report（2013）＜'13 ～ '14 年冬季最大需要予測＞ KEPCO 経済経営研究院

図表9　KEPCO '13～'14年冬季最大需要予測（2）



出所：九州電力は http://www.kyuden.co.jp/ir_financial_supply.html、その他は WDI

図表10　日本（九州電力）と韓国が統合した場合の電源構成とHHI

注：日本国内の青のラインは 50 万 V 送電線
出所：KEPCO、電事連 Infobase、地図：freemap.jp より

図表11　日韓電力連系と相互乗り入れの可能性

分市場と卸電力取引市場を分離することが可能なため、連系する国・地域が異なる市場構造であっても送電容量の割り当てが比較的容易に行える（岡田・渡邊（H19））。日韓間の送電権の設定においても大きな問題はなく電力取引も長期契約の乗り入れになると思われる。

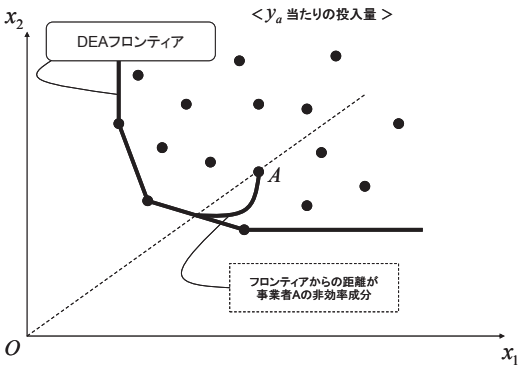
3. 効率性分析の手法

本稿では実証分析のツールとして線形計画法を用いた最適化モデルであるデータ包絡分析法DEA（Data Envelopment Analysis）を用いて、我が国の電力会社の技術効率性を計測し、その技術非効率性の原因を検討した。DEAは線形計画法を用いた最適化モデルであり、一定の産出量を達成するのにより少ない投入を目指す「投入要素指向のDEAモデル」を用いる。各サンプルのうち、効率のよい組み合わせを結びつけて生産可能性フロンティアを作る。各投入産出セットの効率的フロンティアからの相対的な位置により効率値を計算する。DEAはFarrell（1957）とFare et al.（1985）の中で初めて採用されたノンパラメトリック手法であり、サンプルの効率的あるいは生産率最大のフロンティアを（推定するよりむしろ）計算するpiecewise linearプログラミング法である。図14にあるように最も効率的であるDMU（The decision-making units）のサンプルをそれぞれ線分ないしは平面で結んだ包絡線が想定される。

DEAにはいくつかの特徴があり、①ノンパラメトリックな手法であることから特定の関数のかたちの仮定を必要としないこと②パラメトリックな手法に比べて小さいデータセットで計測ができること、反面③DEAは誤差や確率論の要素を考慮しておらず、サンプルの中で最も効率のよい投入産出セットから効率的フロンティアを計算するためそのデータが異常値であったりする場合は、計算された効率値が適当な値ではなくなるリスクがある。このため、最も効率のよい結果が得られた国については、データを十分に吟味する必要がある。

DEAはこれまで、電力産業においては規制当局がベンチマークを作成するときに用いられており、近年の研究では例えば、英国の電力ガス規制当局OFGEM（CEPA2003）オランダの規制局（DTe, 1999; Frotier Economics, 2000）がDEAを用いて配電事業の効率性研究をしている。ノルウェーの規制当局も1997年からDEAを用いて、レベニューキャップ（Revenue Cap）の計算を行っている（Grasto, 1997; Langset, 2000）。豪州のNew South Walesの電力会社はDEAだけでなく、SFA（Stochastic Frantier Analysis）、TFP（Total Factor Productivity）など複数の手法を用いてベンチマークの計算を行っている（IPART1999）。Pacudan and Guzman（2002）は、フィリピンにおける省エネルギー政策が配電事業の生産効率性に与える影響について、DEAを用いた実証分析を行った。分析の結果、配電事業における技術的非効率性を導く主要因は規模の非効率性（scale inefficiency）であることが明らかになった。更に、DSM電力節約目標（electricity saving targets）を置くことによって、同事業の技術的効率性が若干改善されることも判明した。技術的効率性のより著しい改善は、システムロス削減目標（system loss reduction targets）を設定することで見られる。同研究では、経済全体および電力供給産業全体に利益を与えるような省エネルギー政策は、同産業の配電部門における生産効率性の改善にも繋がると結論づけている。

Rodriguez-Pardinaand Rossi（2000）は1994年から1997年の南米10ヶ国の36の配電会社の効率性の分析とSFAを用いて行った。外生



出所：後藤 et al（2004）を参考

図表12　DEAフロンティアのイメージ

図表13　基本統計量

	INPUT		OUTPUT			（参考）
	送配変電部門人員	送配変電有形固定資産（百万円）	送配電亘長（km）	顧客数（件数）	供給電力量（百万 kWh）	人口密度（人／平方 km）2012 年
KEPCO	17,117	5,562,231	474,263	20,475,899	509,574	515
北海道電力	3,265	539,261	76,395	4,006,579	34,938	65
東北電力	8,346	1,634,394	159,943	7,668,179	85,106	155
東京電力	18,931	4,861,776	242,822	28,869,251	289,704	1,145
中部電力	10,706	2,054,063	144,243	10,519,098	137,140	416
北陸電力	2,437	417,989	34,649	2,096,946	30,989	292
関西電力	12,215	2,257,711	120,093	13,559,504	153,320	769
中国電力	5,304	875,793	90,919	5,223,072	63,984	236
四国電力	2,330	464,225	48,729	2,843,614	30,099	209
九州電力	6,768	1,535,115	148,555	8,558,093	90,302	332

注 1：顧客の分類は電力供給規定が国によって異なるため厳密に比較することは難しい。例えば日本国内での家庭用は単相契約の場合には電灯契約（小型のエアコン等の動力も含む）となり三相契約の場合が低圧電力契約となる。（最大で電灯・電力合計で 50 kW まで）。日本では電力電灯契約口数、韓国では需要家数をとった。

注 2：日本の一般電気事業者の送配変電の人員の計算において電気事業における業務人員は発電対送配変電の比率で割り振り、加算した。

注 3：特定規模電気事業者販売分は各社の供給量に計上していない。

注 4：1 KRW=0.09487JPY

注 5：人口は供給区域の都道府県の合算値、東京電力と中部電力が供給する静岡県は人口比で配分

出所：日本は電気事業便覧（平成 25 年版）、韓国は Statistics of Electric Power in Korea（2012）及び KEPCO 財務諸表、各都道府県の面積、人口は総務省統計局

変数は送配電距離、トランスフォーマー能力等であり、内生変数は顧客数である。

Estache et al.（2004）は 1994 年から 2001 年の南米 10 ヶ国の 84 の配電会社のデータを用い、SFA と DEA を用いて同様の分析を行った。

Estache and Rossi（2005）に 1994 年から 2001 年の南米 14 か国の 127 の配電会社のデータを用い、DEA Malmquist の手法で分析を行った。

日本の電力産業を対象にした Nemoto et.al.（1993）の研究では、1981 年から 1985 年のデータを使用し、9 つの電力会社の規模の経済性を検証した。7 社が投資過剰の状態にあるとしている。また、Nemoto and Goto（2004）は 1980 年から 1998 年の日本の電力会社 9 社の年次データをもとに配分非効率性を考慮した一般化マクファデン費用関数を推定した。垂直統合には経済性が存在するという結果が得られている。規模の経済が検出されない場合は、規制緩和により競争原理を導入し効率を向上させ、規模の経済が存在する場合には、新規企業が参入できるような価格付けを行政主導で行う必要がある。

Sueyoshi and Goto（2011）は 2005 年から 2009 年の日本の電力会社のデータを用い、DEA 及び DEA-DA の手法を用いて効率性を評価した。自由化後は操業において戦略上の違いがみられるとしている。

本稿の事例の場合では決定ユニット DMUs である電力会社あるいはフロンティア上に位置する電力会社が、より効率的でない電力会社を包絡する。電力会社 i は、最低でも非効率的な電力会社と同程度の生産量を作り出す電力会社のデータ群、および最小限の投入量から成る線分と比較される。技術非効率性は 0 から 1 の値で示され、フロンティア上の電力会社は必ず 1 の値を取る。フロンティア上にない場合はフロンティアからの距離によってその DMU の非効率性を推計できる。

DEA モデルは投入量（Input）中心と生産量（output）中心があり得るが、投入量中心（Input-oriented）の分析が本稿の分析には適していると想定した。なぜなら、電力会社の存在は必要不可欠なものであり、電力会社の管理効率に関係なく存在しなければならないものだか

らである。このような場合、技術効率は、電力会社が一定量の管理を行うのに必要な投入量をどれだけ縮小できるかという基準から計測される。

4. データについての説明

Jamasb and Politt（2001）は配電事業における20の効率性の調査（efficiency studies）をまとめているが、最も一般的に使用される出力変数は、供給電力量（units of energy delivered）及び顧客者の数であるとしている。本稿では、2012年のデータを用いた。Input変数としては、送配変電部門のスタッフ数及び、送配変電有形固定資産をとった。他方、Output変数としては、顧客数（件数）と送配電距離延長（km）、供給電力量（万kWh）を出力変数として用いた。原材料費や発電の減価償却費は、電源構成や電源計画に大きく影響受けること等より、発電分野は分析せず、送配変電に絞った分析を行った。

データ制約としては現在各社が置かれている地域特性や特殊事情はどのように位置づければよいのかという問題がある。例えば、携帯電話会社では、同じ土俵（日本全国）で競合しているため、比較しやすいが、電力会社の場合、各社が置かれている事業環境が異なる。例えば、北海道、北陸、四国は、「供給電力量」は同じ水準であるが、北海道電力は管轄エリアが広大なため、送配電こう長が圧倒的に長い、北陸電力は大口産業用需要家が割合が高いことから需要家数が少なくなる、といった、会社の経営努力の外にある要因がある。

基本統計量は図表13の通りである。

5. 計測結果

フロンティア上にある最も効率的とされる企業には効率性指標1が与えられ、その他の企業に対してはフロンティアからの乖離度に応じて0より100（%）以下の効率性指標が与えられる。CRS（Constant Return to Scale）モデル[注3]は規模の経済性一定（規模に関して最も効率的規模で操業している）を仮定して計測したモデルで、VRS（Variable Return to Scale）モデルは規模の経済の一定を仮定しないモデルである。電力会社の効率性比較のように異なった規模の企業を比較することが非現実的な場合はVRSが想定され、他方で電力会社は自らの規模を企業合併や縮小によって規模の経済性の享受による効率性改善を促進するという考え方からはCRSがより適当である。

図表14は効率性の計測結果である。統合ケースでは、小売競争が始まり、需要家が選択肢を持つようになると地域間の競争が起きることが必要となる。このため橘川（2013）を参考に中部＋北陸電力、関西電力＋四国電力、中国電力＋九州電力、関西電力＋中部電力＋北陸電力、九州電力＋中国電力をDMUに入れた。

モデルの頑健（Robust）性をみるために（ケース1）日本企業のみ、（ケース2）日本企業の統合ケース含む、（ケース3）日本企業＋KEPCO、（ケース4）日本企業＋KEPCO（統合ケース含む）、（ケース5）日本企業＋KEPCO（統合後、送配電部門従業員及び、送配資産変電5%削減ケース含む）の5つのケースで計測した。ケース5は統合が実際に行われると送配電資産の効率化のため、重複部分が取り除かれるということが想定されることから、統合会社の人員と送配変電資産を一律5%削減した場合のシミュレーションである。

以下のことが読み取れる。

- KEPCOを加えても日本各社の効率性の水準に大きな変化はないことからモデルは頑健（Robust）である。（ケース2とケース3の比較）
- 北海道、北陸、中国など比較的人口密度の低い管轄エリアを持つ電力会社の効率性は高くなっているが、東北電力は人口密度は低いが効率性も低い。

図表15にあるように、ケース5において、最も効率改善が期待されるのは上からKEPCOと九州電力の送配電部門の統合で5%の事業効率性向上、関西電力及び四国電力の統合（同4.98%）、東京電力と東北電力及び北海道電力の3社の組み合わせ（同4.92%）である。（図表15左列）

また、西日本2電力会社ずつの統合と3電力会社ずつの統合ケースは全体ではほとんど差が

図表14　送配変電事業の効率性の計測結果

		ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	ケース5
		日本企業のみ	日本企業の統合ケース含む	日本企業＋KEPCO	日本企業＋KEPCO（統合ケース含む）	日本企業＋KEPCO（統合後送配変電資産5％削減ケース含む）
1	KEPCO			100.00	100.00	100.00
2	北海道電力	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
3	東北電力	84.70	84.70	79.11	79.11	78.74
4	東京電力	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
5	中部電力	96.16	96.16	87.67	87.67	87.00
6	北陸電力	100.00	100.00	93.29	93.29	92.37
7	関西電力	99.18	99.18	94.01	94.01	93.54
8	中国電力	100.00	100.00	98.12	98.12	97.48
9	四国電力	100.00	100.00	95.44	95.44	94.81
10	九州電力	100.00	100.00	98.57	98.57	97.70
11	中部＋北陸		96.84	88.02	88.62	87.91
12	関西＋四国		99.41	95.16	95.16	94.64
13	中国＋九州		98.33	90.78	90.78	90.10
14	KEPCO ＋九州			99.6	99.6	95.00
15	関西＋中部＋北陸				91.19	90.60
16	九州＋中国＋四国				91.51	90.85
17	東京＋東北＋北海道				93.63	93.41
18	（5% 削減）中部＋北陸					92.54
19	（5% 削減）関西＋四国					99.62
20	（5% 削減）中国＋九州					94.84
21	（5% 削減）KEPCO ＋九州					100.00
22	（5% 削減）関西＋中部＋北陸					95.37
23	（5% 削減）九州＋中国＋四国					95.64
24	（5% 削減）東京＋東北＋北海道					98.33

図表15　送配変電資産削減の効果

	送配電部門従業員 5% および送配変電資産 5％削減の事業効率性への効果	2 社統合か 3 社統合か（左の平均値）
中部 + 北陸	4.63	4.78
関西 + 四国	4.98	
中国 + 九州	4.74	
KEPCO+ 九州	5.00	
関西 + 中部 + 北陸	4.77	4.78
九州 + 中国 + 四国	4.79	
東京 + 東北 + 北海道	4.92	

なかった。（図表 15 右列）

6. 新たな日韓の電力再編後の相互乗り入れ体制

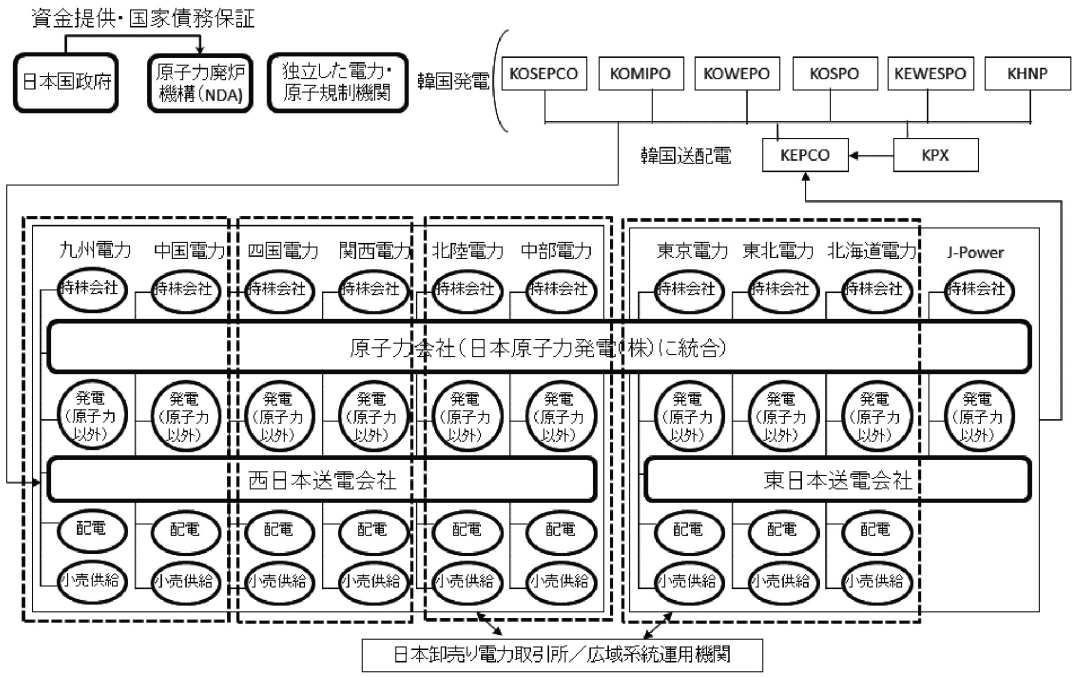
図表 16 は新たな日韓電力事業の相互乗り入れのイメージである。日本においては東京電力以外の電力会社においても持株会社のもと発送電の分離と送電会社、及び原子力発電会社の集約が行われる。

韓国の発電会社は KEPCO の送電網経由で、日本卸売り電力取引所に売買し、日本の発電会社は西日本送電会社の送電網を使用して KPX に販売する。

図表 17 は、我が国電力産業の最終段階のイメージである。このように我が国の電力産業の体制が大きく変わる中で、送電会社の在り方としては、法的分離から所有権分離に進んだ上で、送電会社は東西それぞれに 1 社ずつ存在しヤードスティック競争を行ったほうがよいだろう。これは、同一周波数の電力系統が北海道から九州まで 2000 キロになると交流では発電機の回転が不安定になる。米国でも、東部、西部、テキサスの 3 つの系統に分断・運営されている。交流送電で中継なしで送電できる距離は 500 km 程度とされているためである。

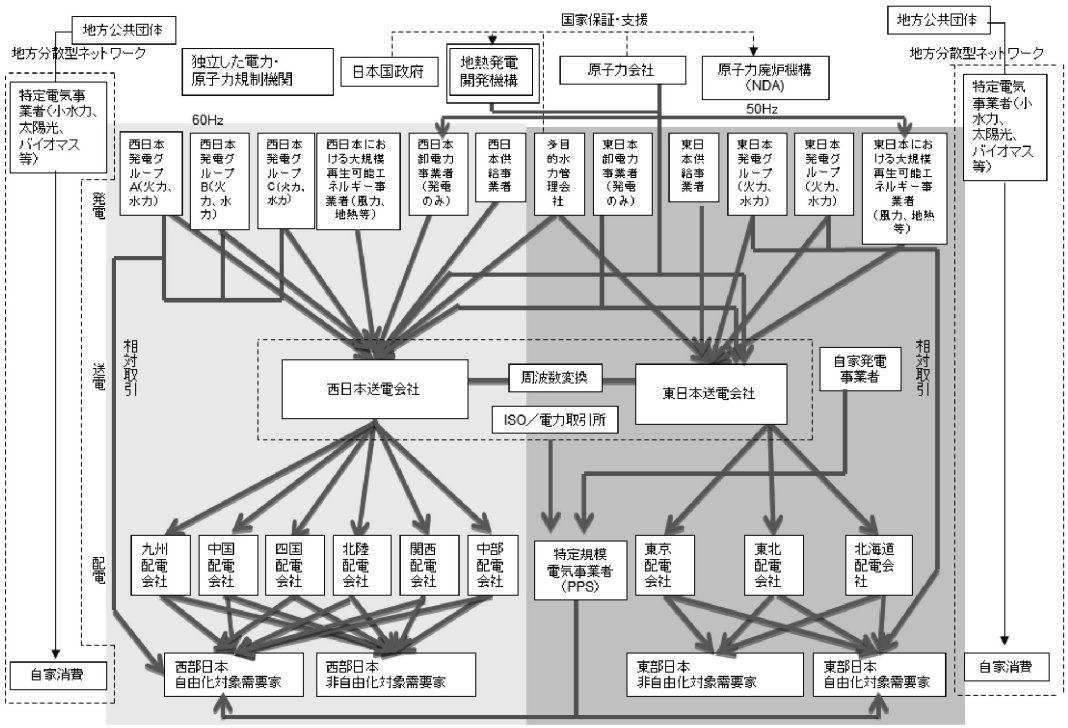
この東西の送電会社は、国内外の発電事業者からの無差別なアクセスを受け入れるだけでなく、積極的な海外送電事業投資や国土幹線ガスパイプラインなどへの投資を担うことが期待される。発電や新電力（PPS）では統合・グループ化が進むかもしれないが、これは 2014 年現在での地域別独占とは違った、非効率部門を削ぎ落とした企業体となろう。

現在の地域別電力会社の水平統合は確実に事業効率性向上の効果を出すことが予想される。



注 1：KOSEPCO（韓国南東発電）、KOMIPO（韓国中部発電）、KOWEPO（韓国西部発電）、KOSPO（韓国南部発電）、KEWESPO（韓国東西発電）、KHNP（韓国水力・原子力）、KEPCO（韓国電力公社）、KPX（韓国電力取引所）
注 2：例として九州電力＋中国電力グループ、四国電力＋関西電力グループ、北陸電力＋中部電力グループをイメージ化した。
注 3：NDA（廃炉措置機構）
出所：長山（2012）「発送電分離の政治経済学」に加筆修正

図表16　新たな日韓の電力再編後の相互乗り入れのイメージ



注1：沖縄電力は現在と変更なし
注2：図の単純化のため自家発電から自家消費は図より省略
注3：実線は電力の流れ、点線は監督、規制
出所：長山（2012）「発送電分離の政治経済学」に加筆修正

図表17　日本の電力産業再編後の体制イメージ（第3段階：最終段階）

7. 結論と今後の課題

本稿では、日本の9電力会社の送配電に関わるデータを収集しDEA（Data Envelopment Analysis）の手法により、各電力会社の効率性の比較及び、各電力会社が統合された場合の効率性の向上度合のシュミレーションを行った。事業統合等により、送配電に関わるコストを削減できれば大幅な事業効率向上につながることが示された。特にKEPCOと九州電力の2社、関西電力と四国電力の2社、東京電力と東北電力及び北海道電力の3社の組み合わせは人的資源、資産統合による事業効率性向上への効果が大きい。

KEPCOと九州電力は実際には直流送電による電力融通の形をとり、その分の国際連系線の建設がコストとして加わることになるため、この部分も考慮する必要があろう。

今後の課題としては、日本の各電力会社が統合を行った場合の個別の事情についての調査や、統合が今度どれほどできるか、また統合の効果の指標についての検討を行う必要がある。また、日韓で国際連系を行う場合の費用対効果も含めた検討も必要となろう。

また、各社ごとに、送配電機材の仕様や運用ルールが各社バラバラなため、資産、調達、ノウハウの統合効果が出にくい面も予想される。こうした面での調整も今後必要となろう。

謝辞

本稿の作成に当たっては、公益社団法人日本経済研究センター「2011年度日本経済研究センター研究奨励金」の支援を受けております。

〈注釈〉

［注 1］ HHI とは Herfindahl-Hirschman Index（ハーフィンダール・ハーシュマン指数）で、各企業の市場シェアを二乗した合計である。これにより市場の集中度を計る。この数値が大きいほど市場の寡占が進み、逆に小さいほど、多くの企業が乱立し競争が激しくなりやすいと判断される。Grubb et al（2006）はエネルギーセキュリティにつき HHI（Herfindahl-Hirschman Index）等、数値で計測可能な Indicator を提案している。

［注 2］ Booz & Company（2013）によると英仏間の送電線使用の容量に対する割合は以下の通りである。

IFA（Interconnexion France-Angleterre） のケースでは、2011 年のフランスからイギリスへの輸出は容量全体の 58%、イギリスからフランスへの輸出は 70%の使用であり、全体的な IFA 利用率は 71%であった。また 2012 年のフランスからイギリスへは容量の 74%、イギリスからフランスへは容量の 84.%であり、全体的な IFA 利用率は 83%であった。

［注 3］ DEA では Charnes et al.（1978）による規模に関して収穫一定の CCR（Charnes-Cooper-Rhodes）モデルと Banker et al.（1984）による規模に関して収穫可変な BCC（Banker-Charnes-Cooper）モデルの 2 つの基準型があり、CCR モデルは CRS モデル（constant-return-to-scale model）を仮定しており、BCC モデルは規模に対する利益は可変的であるとする VRS モデル（variable-return-to-scale model）に属している。

CRS モデルで効率的とされる DMU（Decision Making Unit）は相対技術的に効率的であるばかりでなく、規模に関しても最も効率的規模で操業しているとされる DMU である。

〈参考文献〉

岡田健司、渡邊尚史（2007）「欧米諸国における送電権の動向調査」電力中央研究所

橘川武郎（2013）「インタビュー：東電、発電所売却し廃炉費用に＝橘川武郎教授」ニューズウィーク日本版オフィシャルサイト

後藤美香、筒井美樹、服部徹（2004）「電気事業における経営効率性分析の活用―分析手法と海外の適用事例」『電力経済研究』、電力中央研究所報告調査報告 Y03024

長山浩章（2012）『発送電分離の政治経済学』 東洋経済新報社

長山浩章（2012）「発送電分離―制度設計急げ」経済教室　日本経済新聞社 2012 年 9 月 28 日

Banker, R.D., Charnes, A. and Cooper, W.W., (1984), 'Some Models for Estimating Technical and Scale Inefficiencies in Data Envelopment Analysis', Management Science, Vol. 30, 1078-1092. Asian Development Bank Technical Assistance (2003), 'TA 3763 VIE: Vietnam Road Map for Power Sector Reform' PA Consulting

Booz & Company (2013) "Benefits of an integrated European energy market"

Charnes, A., W. W. Cooper and E. Rhodes, (1978), "Measuring the Efficiency of Decision Making Units," European Journal of Operational Research, Vol. 2, no. 5, pp. 429-444.

CEO REPORT 제 13-42 호(2013.12.31) '13 ～ '14 년　동계　최대수요　예측 KEPCO 경제경영연구원

CEO REPORT 第 13-42 号（2013. 12. 31）'13 ～ '14 年冬季最大需要予測　KEPCO 経済経営研究院

DTe (The Netherlands Electricity Regulatory Service), Price Cap Regulation in The Electricity Sector - Information and Consultation Document: Hague, the Netherlands, 1999

Estache, A., Rossi, M., 2005. "Do regulation and ownership drive the efficiency of electricity distribution?" Evidence from Latin America." Econ. Lett. 86, 253e257.

Estache, A., Rossi, M.A., Ruzzier, C.A., 2004. "The case for international coordination of electricity regulation: evidence from the measurement of efficiency in South America." J. Regul. Econ. 25 (3), 271e295.

Estache, A. (2004), 'Argentina's 1990s privatisation: a cure or a disease?' in C.von Hirschhausen, T. Beckers and K.Mitusch (eds.), Trends in Infrastructure Regulation and Financing: International Experience and Case Studies from Germany, Cheltenham: Edward Elgar, pp.199-224.

Farrell, M. J., (1957), "The measurement of productive efficiency," Journal of Royal Statistical Society, Series A, 120, pp.253-281.

Giannakis, D., T. Jamasb, and M. Pollitt (2003). 'Benchmarking and Incentive Regulation of Quality of Service: An Application to the UK Electricity Distribution Utilities,' CWPE/DAE Working Paper, Department of Applied Economics, University of Cambridge http://ideas.repec.org/p/

cam/camdae/0408.html

Grasto, K. (1997), 'Norwegian Water Resources and Energy Administration: Incentive-based Regulation of Electricity Monopolies in Norway-Background, Principles and Directives, Implementation and Control System' NVE (Norges Vassdrags-og Energiverk), Oslo, Norway.

Grubb M, Butler L, Twomey P (2006)., *"Diversity and security in UK electricity generation: the influence of low-carbon objectives"* Energy Policy 2006; 34: 4050-62

IPART (Independent Pricing and Regulatory Tribunal of New South Wales) (1999), 'Efficiency and Benchmarking of New South Wales Electricity Distributors,' Discussion Paper DP-33, Sidney, Australia.

Jamasb, T. and M. Pollitt (2001), Benchmarking and regulation: international electricity experience, Utilities Policy 9, 107-130.

Langset, T. (2000), 'Efficiency Analysis in Regulation of Electricity Monopolies,' mimeo, NVE (Norges Vassdrags-og Energiverk), Oslo, Norway

Nemoto, J., Y. Nakanishi, and S. Madono (May, 1993), Scale Economics and Over-Capitalization in Japanese Electric Utilities, *International Economic Review,* Vol. 34, No.2, 431-440

Nemoto, J. and M. Goto; "Technological externalities and economics of vertical integration in the electric utility industry," *International Journal of Industrial Organizaion,* 22(I), pp.67-81, (2004)

Pacudan, R., and E. De Guzman (2002), 'Impact of energy efficiency policy to productive efficiency of electricity distribution industry in the Philippines' Energy Economics 24 pp41-54

R. Fare, R. Grabowski, and S. Grosskopf (1985), The Measurement of Efficiency of Production, Boston: Kluwer Academic Publishers

Rodriguez-Pardina, M., Rossi, M., 2000. "Technical Change and Catching-up: the Electricity Distribution Sector in South America."CEER Papers (Centro de Estudios Economicos de la Regulacion). Departamento de Economia Finanzas, Universidad de la Empresa.

Sueyosh, T. and M. Goto (2011), "Efficiency-based rank assessment for electric power industry: A combined use of Data Envelopment Analysis (DEA) and DEA-Discriminant Analysis (DA)." Energy Economics 34 pp.634-644