

大震災が提起する電力システム問題

—反省点、対応の動向及びこれからの論点整理など—

栗原史郎¹

要旨

本稿は3.11の大震災を踏まえ、我が国の電力システムに関して、その反省点、これまでの対応の動向およびこれからの論点について箇条書きの形式で概括する。さらに原発の再稼働のあり方や太陽光発電の買い取り価格の設定に関する筆者なりの見解を提示する。

キーワード：大震災、電力システム、原発再稼働、太陽光発電買い取り制度

I. リスクとコストの評価に反省点

1. 津波のリスクを過小評価

まず第一の反省点として、我が国は世界で有数の地震国でありながら、津波のリスクを過小評価していたことが挙げられる。今回のマグニチュード9.0という地震は想定外であったのだ。我が国では、すべての大規模火力発電所と原発が臨海部に立地されている。蒸気タービンで発電機を回転させて電力を得る方式の大規模発電所は大量の冷却水の採り入れと温排水の廃棄が必要とされるが、我が国の場合はそうしたことが可能な大型河川がない。そのため、大規模発電所はすべて臨海地域に立地されている。内陸と比べると津波リスクが大きい臨海地域に立地が集中している構造となっている。したがって非常用ディーゼル発電機は津波を警戒してできるだけ高台に設置すべきであったが、そうした事前の配慮にかけていた。少なくとも九世紀に起きた過去最大の貞観地震を想定した津波対策を講じておくべきであった。事後の反省とは言え、大いに悔やまれてならない。

2. 安全神話の横行

次に第二の反省点として、国民の大多数が原発安全神話の横行を許してしまった点が挙げられる。原発には崩壊熱のコントロールが困難という本質的リスクがある。このため、最後の防護壁とされる格納容器が破損した場合には放射性物質の外部への漏えいを抑制する手立てがなくなってしまう。にもかかわらず、格納容器はいかなる場合にも絶対に壊れることはない、という安全神話が政府公式見解として国会においてもまことしやかに語られていた。原発のもつ本質的リスクに目をつぶってしまっていたのである。科学的に考えると絶対安全という状態はありえないにもかかわらず、大多数がそういう神話を疑わなかった点は今となっては大いに悔やまれる。

3. 経済性神話の横行

第三の反省点として、原発コストの見積もりの甘さが挙げられる。3.11以降、技術開発や立地対策に投じられた財政資金、さらには数十兆円にも及ぶ賠償金額を加算すると、原発は火力より必ずしも安くないのではないか

という疑問が提起されるようになった。このようなコストは従来からの発電コストの比較では考慮されてこなかった。原発のトータル・コストを過小評価した経済性神話の横行を許してしまったことは深く反省すべきである。

II. 対応の動向

東京電力管内では計画停電が実施され、また放射能汚染が土壌、作物、魚など広範囲に及び、国民感情のレベルで1973年のオイルショックを上回るインパクトを受けた。省エネ型ライフスタイル、創エネ型住宅、エネルギー・セキュリティの確保などへの関心が高まった。脱原発を望む声は多いが、政策当局は現在審議中で最終方針は未確定。

1. 分散電源の導入に弾み

- (1) [企業] 自家発電を増強し、自ら電力の安定供給を図る動き。
- (2) [家庭] 太陽光発電パネル、コージェネ、燃料電池、蓄電池などを設置する動き。
- (3) [政策動向] メガソーラー発電からの全量買い取り制度の導入を決定。
スマートグリッド構想の実証を加速。

2. 制度改革の議論が開始

内閣府や経済産業省において各種検討部会が設けられ、以下のような議論が行われている。

- (1) 発送電分離と小売りの完全自由化
- (2) 電気料金制度(総括原価方式)の見直し
- (3) 自給率の向上や電源のベストミックスなど政策の基本フレームの見直し

III. これからの論点整理

1. 火力発電の稼働アップ

原発54基の約8割が停止中で、火力発電の稼働率が上昇しCO₂排出が増加。京都議定書の遵守や今後の温暖化対策が課題。

2. 新エネ買い取り制度設計

再生可能エネルギーの買い取り量が増すにつれ電気料金の上昇が見込まれる。このような形で国民負担がどこまで社会的に受け入れられるかが課題。

3. 原発再開

今春4月末には原発がすべて停止する事態が予想されるが、ストレステストの評価と再開を巡る地元自治体の首長の意向が課題。

4. スマートグリッド

将来の電力システムにリアルタイム・プライシングやスマートグリッドをどう組み込むかが課題。

IV. 原発再稼働をどう考えるか ～発送電の全国一体運用を

現時点(2012年2月16日現在)で稼働中の原発は3基となっており、今後は原発再稼働を巡る議論が高まることが予想されます。ここでは従来からの原発対新エネという対立の構図ではなく、送電網の全国規模での運用という視点から考察してみよう。

「電気予報の論理」を沖縄電力を除く9電力会社および電源開発と日本原子力発電、公営、その他の卸電気事業者に適用してみましよう。原発と沖縄電力を除く9電力と卸電力の水力と地熱、火力、風力、太陽光を合計すると1億8404万キロワットとなります。一方、10電力を合成した場合の過去における最大電力は2001年7月24日の1億8270万キロワットです。その時の沖縄電力の需要はデータがないために不明ですが、2001年6月28日

にその年の最大電力 148 万キロワットが出ています。仮にその分を差し引くと、9 電力の過去最大の電力需要は 1 億 8122 万キロワットと推定されます。水道管のパイプの太さがキロワットにあたるといわれますが、電力会社は需要の変化におうじて供給側が発電能力に相当するパイプの直径を変えていくような設備運用を行っています。一昨年の 2010 年は東京でも秋分の日直前まで最高気温が 30 度をこえる真夏日が続き計 71 日間という新記録をつくりましたが、10 電力合計の最大電力は 8 月 23 日の 1 億 7775 万キロワットにとどまりました。沖縄を除く日本全国の電気予報は、下図のようにピーク時供給力は 1 億 8404 万キロワット、予想最大電力は過去最大で 1 億 8122 万キロワットあるいは近年では最低の 2009 年で 1 億 5900 万キロワットとなります（この値から同年 8 月 3 日の沖縄の年間最大電力 154 万キロワットを引くと 1 億 5746 万キロワットになります）。電気予報で使われる棒グラフでは、使用率は 99%あるいは 86%となります。

既に我が国では昭和 34 年から電力会社間の送電線による連系が開始され、昭和 54 年には北海道から九州までの電力ネットワークはすべてつながっています。その後もさらなる連系の強化が進んでいます。したがって会社間の一体的設備運用を行えば、なんとか電気は足りるという仮説が成立すると思われま。送電線の強化や 50 ヘルツと 60 ヘルツ間の周波数変換所の増設など補強しなければならぬ点もあるでしょうが、10 電力体制を超えたオールジャパン体制を構築すれば実現できるはずだ、と私は考えます。送電設備の資産は 10 社計で約 6 兆円であり、総固定資産の約 36 兆円の 6 分の 1 ですから、補強してもそれほど多額の費用はかからないでしょう。

これまでは 9 電力体制というかたちで各社がそれぞれの供給区域内の需要に対応して十

分な供給力を持ちうるように発電設備を増強してきました。供給予備力も十分にありま。我が国の 10 電力会社全体の総電力需要は、2009 年度の 1 年間で 8585 億キロワット時であり、1 年間=8760 時間でわると平均需要は 9800 万キロワットになります。ところで 2009 年度の年最大需要は 2009 年 8 月 7 日の 1 億 5900 万キロワットです。ちなみに、これまでの最大値は 2001 年 7 月 24 日の 1 億 8270 万キロワットです。したがって 2009 年度でみると、平均需要は最大需要の約 60%となります。発電設備の面ではかなり余裕があります。それにくわえて最大電力も 2001 年をピークにその後は減り続けています。このようなわけで全国の発電所をあわせて一体とする設備運用をすれば過剰な供給余力が生まれます。したがって 54 基、4885 万キロワットの原発は止めても全国の需要をまかなえるという理屈です。現時点で稼働している 3 基が停止したら経済活動に甚大な影響が出て大パニックになるという言説もありますが、本当に電力の安定供給に支障が出るのかは検証する必要があります。

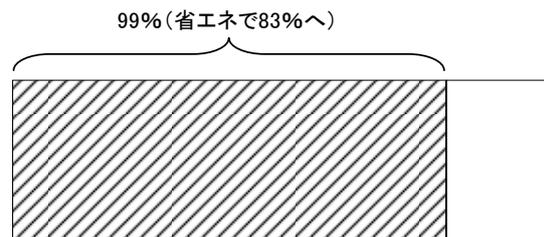
昨年の夏は 15%の節電で東京電力管内では約 1000 万キロワットもの節電が可能となったと報ぜられていますから、これを全国展開すれば 3000 万キロワット程度の節電が可能となるでしょう。この場合の使用率は、83%あるいは 70%とかなり余裕があります。

このオールジャパン体制を実現すれば、全国各地でいっせいに同時刻にピーク需要が出るわけではありませんから、電気の余っている会社から不足している会社に対して全国的に融通することが可能になります。北海道では 12 月から 2 月の冬場に、東北と北陸ではまれに冬場に、その他ではほとんど 7~9 月の夏場にピークが出ています。日時をみるとまれに同日の場合がありますが、多少は時刻がずれているという各社ごとの「負荷パターン」

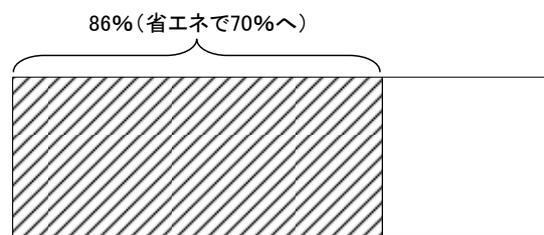
のちがいがあります。このため自社の供給力では電気が足りなくなり一社のみでは安定供給の実現が不可能な時でも、他社からの融通をとりつけば供給力の確保が可能になります。原発を「不要」にすることができるのです。これが、まさに「ネットワーク連系効果」だといえます。これを活用しようというのがこのアイデアです。現在停止中の原発の再稼働を認めず、また現在運転中のものはこれから定期検査に入る時点で停止とすれば、約40年前のまだ原発が運転を開始していない水力と火力だけの時代に戻ることができます。実は戦時中の日本でこの体制がとられたことがあります。日本発送電株式会社は、1939年(昭和14年)から1951年(昭和26年)まで日本の電力事業を司った特殊法人で、国家総力戦体制を構築しようとする当時の日本政府の電力国家管理政策に基づき、東京電燈・日本電力など全国の電力会社の現物出資や合併によって設立された半官半民のトラスト(企業合同)です。戦時中のような国家主導の体制ではなくとも、各社協調によって国難を打破すべく一体的運用の実現に挑戦すべき時です。強力な政治的リーダーシップが求められますが、リスクの大きい原発を再開せずに電気を確保することに対しては国民的支持が得られるはずで、原発のかわりに火力の稼働を増やすことによるCO2の増加は避けられませんが、節電を継続し供給体制を全国一本化すれば、怖い原発の再稼働を回避することは可能です。ヨーロッパでは、脱原発を表明したドイツやイタリアなどは他国から電気を輸入することが可能です。それは、国際間の送電線連係ができあがっているからです。EUは再生可能エネルギーを増加させる戦略として、採算性が高く、発電容量の大きい風力発電の増加に注力してきた結果、2009年で7658万キロワットの風力発電があります。風力発電の出力パターンは地域によって異なりますか

ら、広域送電網でつなげば出力変動が互いに打ち消されて平準化し系統運用が安定化します。このような理由でEUは国境を越えた広域送電網の建設に重点を置いてきました。我が国の国内においても、各社ごとの部分最適の体制から会社間の連系線強化による全国的な全体最適の体制へと変革し国難に立ち向かうべきと思います。このようなエネルギー・インフラは再生可能エネルギーの大量導入にも役立ちます。

各社毎に発電設備容量とピーク需要を比べて原発再開なしの影響を判断しなければなりません。たとえば東京電力管内では2010年7月23日に年間最大のピーク需要5999万キロワットを記録しました。その日の14時台の東京の平均気温は34.9度でした。現在の東京電



過去最大のピーク需要を想定したケース



2009年の最大電力を想定したケース

図 日本全国の電気予報

力の発電設備は水力が 899 万キロワット、火力が 3829 万キロワットであるから両者をあわせても 4718 万キロワットにすぎません。さらに現在運転中の原子炉 4 基（柏崎刈羽原発の 1,5,6,7 号機）の合計 491 万キロワットを加えると 5209 万キロワットになります。東京電力の発表によれば内訳は公表されていませんが、4900 万キロワット（2011 年 6 月 29 日現在）が供給力の限界となっています。もしピーク需要がこの限界を超えそうになれば、原則として実施しないこととしている計画停電を行わざるを得なくなります。ちなみに東京

電力管内の過去最高のピーク需要は 2001 年 7 月 24 日の 6430 万キロワットです。

中部電力の場合は 2008 年に 2821 万キロワットの最大ピーク需要が出ていますが、現在の水力、火力の合計で 2919 万キロワットの発電設備がありますから、原発（発電設備出力の約 11%を占める）を動かさなくても供給予備率は低下しますが、なんとか対処できるでしょう。ピーク需要が出た時の供給余力が原発の分より多ければ、原発なしでも対応可能となるからです。九州電力の場合は原発のウエイトは 26%と高いため、水力と火力の合計

（単位は万キロワット）

電力会社	過去の最大電力 〈年月日〉	原発を除く 発電設備	需給	過去の最大電力 の 15%減	需給	最大 連系量	過去の最大 電力との比 率（%）
北海道	579 (11.1.12)	535	△44	492	43	60	10
東北	1557 (10.8.5)	1328	△229	1324	4	180	12
東京	6430 (01.7.24)	4718	△1712	5466	△748	620	9.6
中部	2821 (08.8.5)	2913	92	2398	515	400	14
北陸	573 (10.8.5)	622	49	487	135	160	28
関西	3306 (01.8.2)	2455	△851	2810	△355	820	25
中国	1229 (07.8.17)	1071	△158	1044	27	668	54
四国	599 (08.8.4)	464	△135	509	△45	230	43
九州	1771 (08.8.1)	1477	△294	1506	△29	30	1.7
9 電力計 卸電力 総計	18865	15583 2821 18404	△3282	16036	△453		

表 最大電力と発電設備

1476 万キロワットでは今年の想定ピーク需要 1669 万キロワット（過去最大は 2008 年の 1771 万キロワット）をまかなえません。東京電力は原発が 27%、関西電力は 28%です。このように原発が発電設備出力に占める割合が高い電力会社ほど、原発ゼロの影響が相対的に大きくなります。現有の水力と火力だけでは間に合わなくなり、節電を一層強化するか、他社からの融通を増やすか、あるいは太陽光発電や風力などの再生可能エネルギーの導入を図るか、または火力を増強、あるいは自家発電からの余剰の購入を実施するしかありません。

上表は、このような各社ごとの影響を検討した結果です。1 列目の数字は各社ごとの過去の最大電力を示しています。カッコ内はその時の年月日です。北海道だけが冬ピークで、あとはすべて夏ピークです。各社でいっせいに過去の最大電力がでると想定し、単純にその数値を合計すると 1 億 8865 万キロワットとなります。2 列目は原発を除く各社の発電設備で、卸電力を加えると 1 億 8404 万キロワットです。原発 2 基のみを有する日本原子力発電は除外してあります。3 列目は 2 列目から 1 列目を引いた数字で、過去最大の需要が今発生したと想定した場合の供給余力を示しています。中部と北陸を除く各社は供給が足りません。その過不足の合計は 9 電力計で 3282 万キロワットの不足となり、卸電力の原発を除く供給力 2821 万キロワットをあてても、461 万キロワットだけ不足します。卸電力の供給力が 9 電力にどう配分されているかは公表されていませんから詳細はよくわかりません。また 4 列目は 15%の節電がされた場合の最大電力を示しています。2 列目から 4 列目を引いて供給余力を求めたのが 5 列目になります。北海道、東北、中国は節電の効果で供給余力が出てきますが、東京、関西、四国、九州は依然として供給不足です。しかし過不

足の合計は 453 万キロワットと大幅に減少し、卸電力の供給力でカバーできます。

ところで隣接する会社間の連系量を考えてみましょう。現実に運用できる容量は熱の発生や周波数・電圧の変動のために制約を受けるために、設計上の送電容量を下回ります。3 行目の場合は、東北、東京と九州を除けば自社の供給力不足をほぼ連系によって補うことができます。また 5 行目の場合では、連系で不足を補えないのは東京のみとなります。これまでは各社とも会社ごとに需給バランスをとる自社完結主義の経営をとってきましたから、連系量の実績は必要最小限に抑えられてきたようです。連系量を最大にするには経営方針の転換が必要となります。欧州各国の連系状況を見てみると、相互依存関係が強そうです。仏教用語で「融通」といえば、別々のものがとけあって一体となることを意味するそうですが、欧州の送電線はまさに一体となっているような印象をあてます。しかしドイツが隣接国から融通してもらえる量は 802 万キロワットで、自国の最大電力 6997 万キロワットの約 11%です。ちなみにイタリアは 12%、スウェーデンは 25%、スペインは 6%、イギリスは 3%となります。我が国の場合はどうでしょうか。上表の一番右の行は隣接会社から融通を受けられる最大連系量を自社における過去の最大電力で割ったものですが、九州を除く各社は約 10~50%と最低でもドイツやイタリア並みで、9 社のうち 6 社はそれ以上です。つまり、やろうとすれば我が国の内部で欧州並みの連系は十分にできる物理的能力はすでにあるということを意味しています。こうして国際比較をしてみると、我が国の会社間連系の能力は欧州並みか以上であるにもかかわらず、連系を最大に活用し自社の発電設備を最小化するような経営方針がとられていないために、実際の連系実績は極めて低調である、ということがいえるのではない

でしょうか。技術の問題ではなく、経営の問題です。

以上述べてきたことをまとめると、結論は次のようになります。

会社間連系の現行設備能力を最大限に活用した電力融通のオール日本体制を早急に確立し、原発以外の現行発電設備を優先的に投入する。このようなシミュレーションを実施し、それでも電力不足が起きる可能性の高い地域が残る場合には、その地域の電力会社だけに限定して原発の再開を必要最小限の基数のみ認める。と同時に、全原発を停止しても融通によって電力供給ができるような連系線の強化工事をオール日本の視点から直ちに実行する。

V. 太陽光発電の買い取り価格をどう設定するか

私の住んでいる川崎市で自宅の屋根に太陽光発電パネルを設置したケースの収支を試算してみましょう。近くの家電量販店のチラシによれば、値引きを考慮すれば工事費込みでキロワットあたり約 50 万円で購入できそうです。国からの補助金が 48,000 円、神奈川県から 15,000 円、さらに川崎市から 25,000 円と合計 88,000 円です。これを差し引いて初期投資額はキロワットあたり 412,000 円となります。3 キロワットを設置すれば、1,236,000 円

です。

上図は一般家庭での 1 日の電気の使われ方と太陽光発電でつくる電気のパターンを示したものです。朝と晩に電気を多く使うことがわかります。昼間はあまり電気を使いませんから、太陽光で発電した電気は余りが出て、それをキロワット時あたり 42 円で東京電力に売電します。1 年間で太陽光が発電する量は 3,000 キロワット時と推定されます。そのなかで自家消費分（山形の下の部分）を 1,500 キロワット時とすれば、売電分（山形の上の部分）は残りの 1,500 キロワット時です。1 年間では売電収入が 63,000 円、太陽光発電でまかなった自家消費分については、もし設置しなければキロワット時あたり 23 円を東京電力に支払ったことになる分 34,500 円の節約となり、あわせて 97,500 円の収入です。11 年目以降は売電価格が 23 円に下がりますから、売電収入は 34,500 円で、自己消費分の節約と合わせて 69,000 円の収入です。したがって修理代などがかからなければ 14 年間の収入は 1,251,000 円となり初期投資が回収できます。20 年間では 429,000 円の得になります。パネルについては、25 年間の保証をするメーカーもありますから、少なくとも 20 年間はずつでしょう。しかし家電量販店によれば、11 年目以降にパワーコンディショナー（直流交流変換器）の交換が必要になり、30~40 万円かかるということです。そこで平均の 35 万円



図 6 太陽光発電の買い取りの仕組み

出典：シャープ株式会社(http://www.sharp.co.jp/sunvista/know/what_is/intro/)

を差し引くとやっと 19 年目の終わり頃に投資回収ができ、20 年間の得は 79,000 円に低下してしまいます。初期投資額の年利回りは 20 年複利で 0.3%にしかありません。

買い取り期間を 10 年から 20 年に延長すれば、収入が売電の収入増 285,000 円だけ増えますから、364,000 円の利益が得ます。年利回りは 1.3%にあがります。現在の新発 10 年物の国債利回りが 1.2%ですから、ほぼ同率になります。さらに全量買い取りにすれば、売電収入は 20 年で 2,520,000 円となり、11 年目の交換代 35 万円を引いても 2,170,000 円の利益が出ます。初期投資は 10 年で回収出来ます。年利回りは 5.2%です。この場合には、電力会社に支払う金額は太陽光発電パネルを設置する前後で変化ありません。発電したものは全量販売してしまいますから、自家消費分は従来と同様に電力会社から買うことになります。設置したパネルがどれだけ利益を生むかだけが問題です。

国が電気料金の認可にあたって電力会社に対して適用する公正な事業報酬率と同じ数値を、家庭の利回りにもあてはめる、という考え方もあるでしょう。現行の事業報酬率は 2.8%です。家庭の利回りが複利でちょうど 2.8%となるような買い取り価格を計算してみましょう。余剰分の買い取りの場合では、買い取り期間が 10 年で 97 円（現行ではこの値は 42 円に設定されています）、20 年で 60 円となります。また全量買い取りの場合では、買い取り期間が 10 年で 60 円、20 年で 42 円となります。

再生可能エネルギーの大量普及には技術革新だけでなく社会制度の革新がカギとなります。ドイツの事例は、このことの重要性を語っています。ドイツにおける太陽光発電の設備容量は 2005 年に日本を抜いて世界一となりました。我が国は 1973 年の第 1 次石油ショック後に、ナショナル・プロジェクトとして

太陽光発電などの新エネルギー技術の研究開発（サンシャイン計画）を進めてきたこともあり、技術革新の面では長い間フロント・ランナーの位置を守ってきました。市場シェアの点でもシャープが第 1 位でしたが、国の補助金制度が一時的でしたが 2005 年度で終了してしまったこと、さらに日本政府は 2003 年から 2009 年まで電力会社に再生可能エネルギーの導入を 1.35%だけ義務付ける RPS 法（義務量割当制度）を採用していたことなどで、2007 年にはドイツの Q セルズに抜かれてしまいます。フィード・イン・タリフ制度が導入されたのは民主党政権が発足する直前の 2009 年からと政策の面でも出遅れてしまったことが大きく影響していると思います。

この差はドイツの巧みな制度設計に原因があります。1991 年に施行された「電力供給法」では太陽エネルギーと風力の買い取り価格は小売価格の 90%以上と定められ、1 キロワット時あたり約 17 ペニヒでした。買い取り期間は 20 年です。1990～2000 年の間に、風力は 102 倍の 611 万キロワットに急伸びしましたが、発電コストの高い太陽光は 50 倍の 10 万キロワットと小さい規模のままでした。ところが 2000 年の「再生可能エネルギー法」では、風力の買い取り価格が約 9 ペニヒ（稼働より 5 年間）、約 6 ペニヒ（6 年目以降）に下がり、逆に太陽光は 51 ペニヒと大幅に引き上げられました。その結果、2000～2004 年の間に、風力は 2.7 倍の 1663 万キロワットに、太陽光は 10.2 倍の 102 万キロワットと、太陽光の急伸が際立ちました。太陽光は 2009 年には 968 万キロワットで、日本の 3.7 倍の規模になりました。

一方我が国では、太陽光発電パネル購入時に設備代金の一部を国が補助し、電力会社による電気の買い取りと共に普及拡大を図る政策がとられました。しかし、これら両者の効果を合わせても、設置者は耐用年数の間に投

資額が回収できないという状況でした。環境にやさしい太陽光発電パネルをつけても、結局のところ「自己負担」が強いられました。電力会社から従来通り電気を「買う」方が得でした。自ら発電して電力会社に売るという電気を「つくる」選択をすれば、売れば売るほど赤字が増えるという状態でした。電気を顧客にたくさん売れば売るほど電力会社の利益が増えるのとは逆の仕組みになっていました。これではダメです。マイナスの「自己負担」ではなくプラスの「利益」が出るような制度設計を用意すべきだったと思います。電気を賢く、つくり、たくわえ、送り、配り、節約するためには、賢い制度を用意する必要があります。

脚注*

¹ 一橋大学商学研究科。

***参考文献**

- [1] 栗原史郎『環境市民革命』省エネルギーセンター, 1998年
- [2] 大澤正治・栗原史郎「ネットワーク型経済の核心と将来展望—ネットワークの新しい概念を求めて—」『愛知大学経済論集』 第187号, 2011年, pp.1-46
- [3] 栗原史郎「電力会社間で融通し供給を」応援メッセージ 3・11大震災 『河北新報』 2012年1月22日付, 第5面(声の交差点)
- [4] 電気事業連合会「電力統計情報」(<http://www5.fepc.or.jp/tokei/>)