HOKKAIDO UNIVERSITY

Title	電力広域融通が電力部門の発電コストにもたらす影響
Author(s)	東, 愛子
Citation	經濟學研究, 63(2), 133-141
Issue Date	2014-01-24
Doc URL	http://hdl.handle.net/2115/54581
Type	bulletin (article)
File Information	ES_63(2)_133.pdf

Instructions for use

Hokkaido University Collection of Scholarly and Academic Papers : HUSCAP

経済学研究 63－2
北海道大学 2014.1

電力広域融通が電力部門の発電コストにもたらす影響

東　　愛　子

1．はじめに

東日本大震災で生じた東京電力の停電やその後続いた電力不足は，これまでの地域独占の電力供給システムに疑問を投げかけた。日本の電力市場は既に部分的に自由化されており，自由化部門は域外から電力を調達することが制度的に可能である。しかしながら，震災前には域外調達は活発に利用されておらず，基本的に域内の需要を１つの電力会社が担い，電力の生産および発電設備への投資を行ってきた。一方で電力会社を結ぶ連系線容量は小さく，これが東京電力管内で生じた電力不足の一つの誘因と考えられている。

そこで東日本大震災後，地域を結ぶ連系線を強化し，域外融通の活発化によって電力需給のひっ迫を解消しようとする動きがみられる。既に経済産業省の地域間連系線等の強化に関するマスタープラン研究会では，2012 年 4 月の中間報告において，北海道と本州を結ぶ北本連系線を現在 60 万 kW から 90 万 kW に増強することや，東京電力と中部電力管内を結ぶ周波数交換機能の増強等を提言している。

域外融通の活発化は，各電力会社の生産投資行動を変化させ，発電コストや CO_2 排出量に影響を与えると考えられる。このような連系線でつながった広域的な電力市場における発電事業者の行動は，電力空間モデルの構築によって分析されている。Smeers and Jing-Yuan(1997)や Hobbs (2001)は，発電事業者が電力価格に支配力を持つクールノー電力市場を想定し，これまで考慮されてこなかった連系線容量の制約をナッシュ・クールノーモデルに組み込み，連系線で空間的につながった市場において発電事業者が戦略的に行動した場合に，取引量や均衡価格へどのような影響をもたらすのかを分析している。日本の電力市場分析では，細江・秋山（2007）や田中（2007）が同じく連系線制約を考慮した電力空間市場モデルを構築し，シミュレーションによって，発電事業者の行動を分析している。前者は，発電事業者が電力価格に影響を及ぼさないものと想定し，送電価格の設定方式が異地域間の送電量に及ぼす影響を分析したものである。後者は，発電事業者が電力価格に支配力を持つクールノー電力市場の分析を行い，連系線容量の変化が発電事業者の行動にもたらす影響を検討している。但し，両研究は，夏季ピーク時のみを対象にシミュレーションを行っており，年間を通じて電力事業者がどのような電力の売買を行うかは明らかになっていない。また，電力取引が日本の電力部門から発生する CO_2 排出量にどのような変化をもたらすかについては全く分析されておらず，電力取引の拡大が環境にもたらす影響については明らかではない。

我が国の電力部門の CO_2 削減コストや削減ポテンシャルに関しては，東（2012）および Azuma（2013）で分析されている。東（2012）は，CO_2 制約に応じて発電事業者が保有する発電設備の利用率を変化させる燃料転換行動を理論的に分析し，さらに，日本の電力会社のデータを用いて CO_2 削減ポテンシャルや限界削減費用を推定している。Azuma（2013）は，原子力発電所の利用率の

低下が，電力会社の CO_2 削減ポテンシャルや限界削減費用に与える影響を分析した研究である。但し，両研究は旧来の電力地域独占市場を想定しており，電力会社間での電力の売買が CO_2 削減ポテンシャルや限界削減費用に与える影響は明らかではない。

したがって，本稿の目的は，年間を通じた域外融通が，発電コストおよび CO_2 排出量に対してどのような変化をもたらすかについて分析することにある。

以下第2節では，連系線容量の制約を考慮した電力市場モデルを構築する。第3節では，本稿のシミュレーションで使用するデータの説明を行い，第4節で，シミュレーションのシナリオと結果を示す。第5節では，シミュレーションから示唆される結論を示す。

2．モデル

n 個の電力消費地が連系線でつながっていると想定する。ここでは簡単化のため，$n=1,2$ とする。各地域には1社の発電事業者が存在し，これを $f=1,2$ とする。地域1と地域2は1本の連系線でつながっており，送電容量の上限を T(kWh)とする。地域 n の1時間当たりの電力需要量を y_n(kWh)，逆需要関数を $P_n(y_n)=a_n-b_ny_n$ で表す。

次に，発電事業者 f の1時間当りの発電量を x_f(kWh)，発電コストを $C_f(x_f)$ とする。発電事業者は，限界発電費用の異なる複数の発電所を保有しており，発電コスト関数 $C_f(x_f)$ は，各社の保有する発電所の限界費用を安い順に並べたメリットオーダーで表され，右上がりの階段状の関数形となる。発電事業者の生産可能な発電量は，保有する設備容量によって(1)式のように制約をうける。

$$0\leq x_f\leq X_f. \tag{1}$$

X_f(kWh)は発電事業者 f の保有する発電設備を最大限利用して生産できる発電量である。

発電事業者 f が生産した電力は，電力消費地へ送電される。発電事業者 f から地域 n への送電量は s_{fn}(kWh)で表す。電力消費地をまたぐ送電量は，連系線の容量によって(2)式のように物理的な制約を受ける。

$$|s_{12}-s_{21}|\leq T. \tag{2}$$

自地域に対する送電量 $s_{f=n}$ (kWh)に関しては，送電容量の制約はないものとする。

地域 n の電力需要量は，各発電事業者からの送電量の総和，$y_n=\sum_f s_{fn}$ である。すなわち，各発電事業者から地域 n へ送電された電力は必ず地域 n で消費され，裁定取引の機会はないものと仮定する。発電事業者 f が生産した電力は，必ず地域 n のいずれかに送られるため，発電量と送電量には以下のようなエネルギーバランス制約が課される。

$$\sum_n s_{fn}=x_f. \tag{3}$$

送電料金は送電元と送電先の地域によって決まり，これを w_{fn} で表す。ここでは簡単化のため，

送電料金に $w_{12}-w_{11}>w_{22}-w_{21}$ の仮定を置く。

さらに，発電事業者の使用する化石燃料には，炭素税 δ（円/tCO_2）が課せられているものとする。発電事業者の発電量 x_f から発生する CO_2 排出量の排出原単位を β_f（tCO_2/kWh）で表すと，発電事業者１時間当たり $\delta\beta_f x_f$（円）の炭素税を支払うことになる[1)]。

各発電事業者は，設備容量の制約（1）式と送電容量の制約（2）式の下で，１時間当たりの利潤が最大になるように，自社発電量 x_f と，各地域への送電量 s_{fn} を決定する。ここでは，発電事業者が電力価格および送電料金に対して価格支配力を持たないものと仮定する。

$$\begin{aligned} \max_{x_f, s_{fn}} \quad & \pi_f = \sum_n [P_n(y_n) - w_{fn}]s_{fn} - C_f(x_f) - \delta\beta_f x_f \\ s.t. \quad & x_f \leq X_f \\ & |s_{12} - s_{21}| \leq T \\ & x_f \geq 0,\ s_{fn} \geq 0 \end{aligned} \tag{4}$$

利潤最適化問題（4）式より，発電事業者１に関してラグランジュ関数は，以下のように表せる。

$$\begin{aligned} L = \sum_n [P_n(y_n) - w_{fn}]s_{fn} - C_f(x_f) - \delta\beta_f x_f + \lambda_f(X_f - x_f) \\ + \mu_1(T - s_{12} + s_{21}) + \mu_2(T - s_{21} + s_{12}) \end{aligned} \tag{5}$$

ここで，λ_f は設備容量制約の変化に対する発電事業者１の収入の限界変化を表し，μ_1，μ_2 は送電容量制約の変化に対する発電事業者１の収入の限界変化を表す。

キューン・タッカー条件より，地域 1 から地域 2 への送電量と，発電事業者の最適発電量は以下のように決定される。

$$s_{12} = T,\ 0 < x_1 \leq X_1 \quad if \quad P_2 - w_{12} > P_1 - w_{11} \geq C_1' + \delta\beta_1 \tag{6}$$

$$0 < s_{12} < T,\ 0 < x_1 \leq X_1 \quad if \quad P_2 - w_{12} = P_1 - w_{11} \geq C_1' + \delta\beta_1 \tag{7}$$

$$s_{12} = 0,\ 0 < x_1 \leq X_1 \quad if \quad P_2 - w_{12} < P_1 - w_{11} \geq C_1' + \delta\beta_1 \tag{8}$$

$$s_{12} = 0,\ x_1 = 0 \quad if \quad P_2 - w_{12} < P_1 - w_{11} < C_1' + \delta\beta_1 \tag{9}$$

（6）式（7）式は，地域２で売電することから得られる限界収入が，発電事業者１の CO_2 コストを含めた生産コスト以上であれば，地域１から地域２への送電が行われることを意味している。一方で，（8）式（9）式は，発電事業者１が地域２で売電することから得られる限界収入が，発電事業者１の CO_2 コストを含めた生産するコストより小さい場合は，地域１から地域２へ送電が行われないことを意味する。発電事業者２の地域２から地域１への送電量，および，最適発電量に関しても，同様に表すことができる。

1）発電事業者の保有する複数の発電所は，使用する燃料や熱効率によって排出原単位が異なるため，β_f（tCO_2/kWh）は各発電所の利用率によって変化する。

各発電事業者のキューン・タッカー条件より，均衡点における発電事業者の送電量は以下のように求められる。

$$s_{12}=T,\ s_{21}=0 \quad if \quad P_2-w_{12}>P_1-w_{11}, P_2-w_{22}>P_1-w_{21}, \tag{10}$$

$$0<s_{12}<T,\ s_{21}=0 \quad if \quad P_2-w_{12}=P_1-w_{11}, P_2-w_{22}>P_1-w_{21}, \tag{11}$$

$$s_{12}=0,\ s_{21}=0 \quad if \quad P_2-w_{12}<P_1-w_{11}, P_2-w_{22}>P_1-w_{21}, \tag{12}$$

$$s_{12}=0, 0<s_{21}<T \quad if \quad P_2-w_{12}<P_1-w_{11}, P_2-w_{22}=P_1-w_{21}, \tag{13}$$

$$s_{12}=0,\ s_{21}=T \quad if \quad P_2-w_{12}<P_1-w_{11}, P_2-w_{22}<P_1-w_{21}. \tag{14}$$

（10）式から（14）式は，地域をまたぐ送電量が，地域1と地域2から得られる各発電事業者の限界収入の関係によって決まることを意味している。例えば（10）式は，どちらの発電事業者においても，地域2から得られる限界収入が，地域 1 から得られる限界収入を上回るため，発電事業者1は送電容量最大まで使って地域2へ送電を行い，発電事業者は地域 1 へ送電を行わないことを示している。

3.　データ

本論文では，北海道電力と東京電力の間で1年間にわたって電力の取引を行った場合に，2 社の発電コストにどのような変化がみられるかについて，シミュレーション分析を行う。**表1**は，シミュレーションに用いる北海道電力と東京電力のデータについてまとめたものである。

3.1　電力需要量

1時間当たりの電力需要量は，経済産業省のホームページで公表されている，2010年度時間当たり電力需要量の実績値データを用いる。電力需要関数は全く価格非弾力的であると想定する。表1には，1年間8,760時間の電力需要量総計を示している。

3.2　原子力発電量

原子力発電は，燃料費がほぼ0のベース電源とする。北海道電力の保有する原子力発電所は泊原子力発電所の1号機から3号機であり，総出力は2,070 MW である。シミュレーションでは，泊原子力発電所は全てのユニットが年間利用率85% で稼働していると仮定する[2)]。表1に示されるよ

表1　シミュレーションデータ

電力会社		北海道電力（HEPCO）	東京電力（TEPCO）
2010年度電力需要量（TWh/year）		36	318
発電比率（%）	原子力	45	19
	水力	8	3
	卸電力	14	15

2）本稿では，法定自主点検期間を除外した設備の年間最大利用率を85% に設定している。

表 2　火力発電所の特徴

電力会社	燃焼区分	発電所数	運転開始年 (year)	出力 (MW)	出力比率 (%)	熱効率 (%)	燃料コスト (c_i) (yen/kWh)	CO_2 排出係数 (β_i) ($kgCO_2$/kWh)
東京	Coal	2	2003.98	1,600	4	43.0	2.92	0.76
	Oil	4	1982.14	10,328	26	36.6	11.56	0.66
	Gas	10	1991.36	27,434	70	44.1	7.92	0.42
	Total			39,362				
北海道	Coal	3	1979.59	2,250	58	38.4	3.60	0.85
	Oil	4	1984.00	1,650	42	38.3	10.63	0.68
	Total			3,900				

うにこの仮定の下では，北海道電力の 2010 年度年間電力需要量のうち，45% が原子力発電で賄われることになる。

また，東京電力は，福島第 1・第 2 原子力発電所と柏崎刈羽原子力発電所を合わせて 17,308 MW の原子力発電設備を保有するが，福島第 1・第 2 原子力発電所は閉鎖されているものとし，柏崎刈羽原子力発電所は年間利用率 85% で稼働していると仮定する。したがって，2010 年度電力需要量の実績値のうち，19% が原子力発電で満たされることになる。

3.3　水力

水力の発電量は使用可能水量や有効落差によって左右されるため，発電想定量は，経産省資源エネルギー庁（2010）の半期別最大可能発電量に基づき，上半期と下半期別に想定する。次に，揚水発電は昼間ピーク時 6 時間（10 時～15 時）の利用を想定する。揚水動力量は，夜間 24 時から翌朝 8 時までに火力発電によって確保するものとし，2008 年度実績値から比例計算で導いた。通常，揚水発電動力は夜間の原子力発電が使われていたが，これを火力発電で代替することになる。

3.4　卸電力

卸電気・供給事業者からの受電量は，2008 年月別実績値と同量とする。卸電力事業者からの電力量は，北海道電力と東京電力管内の電力需要量の 14%，15% を占める。

3.5　炭素税

我が国では，石油石炭税に上乗せして地球温暖化税が課せられており，現行の税率は 289 円/tCO_2 である。したがって，本稿で行うシミュレーションでも，税率を 289 円/tCO_2 に設定する。

3.6　火力発電所の特徴

表 2 には，北海道電力と東京電力の保有する発電所の特徴を，燃料区分別に示した[3)]。電力会社が保有する火力発電所データは，経産省資源エネルギー庁（2005）に記載されている発電所を用いる。但し，2005 年以降に新規建設・設備更新・廃炉となった発電所に関しては，各電力会社が公表する設備計画とホームページ情報を用いて，2012 年 5 月末現在のデータに更新している。

3）実際には発電所ごとに発電単価および排出係数を計算しているが，紙面の制約から燃焼区分ごとに総括する。

東京電力は，火力発電所（総出力 39,362 MW）を保有する[4]。設備構成は石炭発電所 4%，石油発電所 26%，ガス発電所 70% である。一方で北海道電力の火力発電所は総出力 3,900 MW であり，ガス発電を保有していない。

各発電所 i の燃料コスト（c_i）と，CO_2 排出係数（β_i）は，以下のように計算される。

まず，1 kWh 当り燃料コストは $c_i = p_i / h_i / TE_i \times 360$ で計算している。ここで p_i は発電所 i が用いる燃料価格を表しており，各燃料価格の 2010 年 1 月から 2010 年 12 月における貿易統計平均値に，地球温暖化対策税 289 円/kWh を上乗せした値を利用している[5]。h_iは発電所で使用される燃料の発熱量であり，数値は「算定・報告・公表制度における算定方法・排出係数一覧」に基づいている[6]。また，発電所 i の熱効率 TE_iは経産省資源エネルギー庁（2005）に記載される発電所別データを用いた。2005 年以降に建設された発電所に関しては，各電力会社のホームページに記載される値を用いている。表 2 に示されるように，地球温暖化対策税が低率であることから，1 kWh 当りの燃料コストは，石炭，ガス，石油の順に高くなる。

各発電所の 1 kWh 当り CO_2 排出係数(β_i)は，β_i = 燃料排出係数/$TE_i \times 0.36$ で計算した。
燃料の CO_2 排出係数は環境省（2002）を使用した[7]。表 2 に示されるように，1 kWh 当り CO_2 排出係数は，ガス，石油，石炭の順に大きくなる。

4.　シミュレーション

本節では，送電容量の変化と地球温暖化対策税率の変化によって，電力会社の生産量，送電量および発電コストがどのように変化するかについて，北海道電力と東京電力の実際のデータを用いて与えるを明らかにする。

4.1　シナリオ設定

北海道電力と東京電力を結ぶ連系線の容量は，「容量 0」，「容量 0.6 GW」，および「容量∞ GW」の 3 つのパターンで設定する。「容量 0 GW」は，北海道電力と東京電力間で，全く電力の取引を行わないことを意味している。また，「容量 0.6 GW」は，現在の北海道・本州連系線の容量である。さらに，「容量∞GW」は，2 社間の電力取引に連系線の容量制約がないことを意味する。

なお，系統容量が「容量 0」設定するケースを，ベースラインシナリオとする。ベースラインシナリオは，北海道・本州連系線が非常時以外に利用されてこなかった 2011 年 3 月 11 日の東日本大震災前の状況を表している。

4.2　シミュレーション結果

表 3 と**表 4** は，各シナリオにおける発電量，発電比率，燃料費，燃料単価，CO_2 排出量，CO_2 排

4）2012 年 5 月現在。長期停止等発電所を除く。

5）（石炭）10745 円/t，（重油）44130 円/kl，（原油）44130 円/kl，（LNG）51354 円/t，（LPG)51354 円/t，（天然ガス）51354 円/t，（都市ガス）51354 円/t，（軽油）65414 円/kl。

6）（石炭）28.9 MJ/kg，（重油）41.7 MJ/kg，（原油）38.2 MJ/kg，（LNG）54.5 MJ/kg，（LPG）50.2 MJ/kg，（天然ガス）40.9 MJ/kg，（都市ガス）41.1 MJ/kg，（軽油）38.2 MJ/kg。

7）（石炭）90.0gCO_2/MJ，（重油）71.6gCO_2/MJ，（原油）69.0gCO_2/MJ，（LNG）50.8gCO_2/MJ，（LPG）58.6gCO_2

表 3　シミュレーション結果 1

シナリオ	年間発電量（TWh）			年間設備利用率（%）				
	北海道	東京	2 社計	北海道		東京		
				Coal	*Oil*	*Coal*	Oil	Gas
T＝0	12.8	202.2	214.9	61.4	4.4	85.0	18.3	72.3
T＝0.6	16.8	198.5	215.3	77.8	10.1	85.0	16.6	71.4
T＝∞	19.6	196.1	215.7	85.0	19.5	85.0	15.6	70.8

表 4　シミュレーション結果 2

シナリオ	燃料費（10 億円）			発電単価（円/kWh）			CO_2 排出量（$MtCO_2$）	CO_2 排出係数（$kgCO_2/kWh$）		
	北海道	東京	2 社計	北海道	東京	2 社計		北海道	東京	2 社計
T＝0	48	1,579	1,628	3.79	7.81	7.57	103.2	0.820	0.459	0.480
T＝0.6	68	1,543	1,611	4.05	7.78	7.49	104.5	0.816	0.457	0.485
T＝∞	88	1,520	1,608	4.48	7.75	7.45	105.3	0.810	0.456	0.488

出原単位の変化を示したものである。

電力会社間で電力の取引を行わないと仮定する「T＝0」の時，東京電力の夏季において，自地域の電力需要を保有する設備容量で賄うことができない[8]。一方北海道電力では，電力需要量のピークが冬季であることや，泊原子力発電所が稼働していると仮定していることから，火力発電所の設備容量に余裕があり，夏季に売電が可能である。したがって，連系線の容量を拡大するにつれて，電力会社間の取引が増加し，2 社の発電総量は増加する。

地球温暖化対策税が低率の「289 円/tCO_2」であることから，燃料単価は石炭が最も安く，ガス，石油発電所の順に高くなる。よって石炭火力発電がベース電源であり，表 3 に示されるように，石炭火力発電所の年間利用率は，北海道電力で 61.4%，東京電力で 85% である。ガス発電所はミドル電源として利用されており，東京電力のガス発電所の年間利用率は 72.3% となる。

連系線容量が増加すると，北海道電力の石炭火力発電所の利用率が増加し，東京電力のガス火力発電所の利用率が低下する。これは，北海道電力の石炭火力発電所の供給力に余力があるときに，燃料コストの安い石炭火力発電所で生産された電力が北海道電力から東京電力へ送られるためである。連系線容量に制約がない「T＝∞」の場合には，北海道電力の石炭火力発電所の年間利用率は 85% に上昇する一方で，東京電力のガス火力発電所の利用率は 70.8% まで低下する。

石炭火力発電所の利用率が増加することから，北海道電力と東京電力の燃料費は，連系線容量が拡大するにつれて減少する。表 4 に示されるように，域外の電力取引を全く行わない「T＝0」シナリオでは燃料費総計が 1 兆 6,277 億円，発電単価が 7.573 円/kWh である。これに対して，「T＝0.6 GW」シナリオでは燃料費総計が 1 兆 6,114 億円，発電単価が 7.485 円／kWh となるので，取引拡大によって年間 163 億円の燃料費を節減し，発電単価を 0.088 円/kWh 引き下げることが可能である。また，「T＝∞」シナリオでは，燃料費は 1 兆 6,080 億円，発電単価は 7.454 円/kWh となり，「T＝0」シナリオと比較して，燃料費を年間 217 億円，発電単価を 0.119 円/kWh 節減する

/MJ，（天然ガス）51 gCO_2/MJ，（都市ガス）51.3 gCO_2/MJ，（軽油）69.2 gCO_2/MJ.

8）東京電力管内で電力不足が発生する理由は，本稿では福島第 1 発電所および福島第 2 発電所が稼働していないと想定しているからである。

ことが可能となる。

以上の結果より，連系線容量の拡大に伴って発電単価が減少することから，電力取引の拡大によって，電力不足の解消と発電コストの引き下げを同時に達成することが可能であると言える。

しかし，石炭火力発電所の利用率が増加することから，北海道電力と東京電力を合わせた CO_2 排出量は増加してしまう。「T＝0」シナリオでは CO_2 排出量が1億322万 tCO_2，2社計の排出係数は0.480 $kgCO_2$/kWh であるのに対して，「T＝0.6 GW」シナリオでは CO_2 排出量が1億446万 tCO_2，排出係数が0.485 $kgCO_2$/kWh へ増加してしまう。さらに「T＝∞」シナリオでは，CO_2 排出量が1億531万 tCO_2，排出係数が0.488 $kgCO_2$/kWh となる。

このような結果が生じるのは，現行の地球温暖化対策税が低率の「289円/tCO_2」であることに起因する。CO_2 削減のためは石炭火力発電所の利用を引き下げ，ガス発電の利用を引き上げればよい。しかしながら，東（2012）に示されるように，ベース電源の燃料転換を促すためには，10,000～15,000円/CO_2 の地球温暖化対策税が必要であると推定されており，現行の税率はこれに遠く及ばない。

したがって，現行税率の下では，石炭火力発電所がコスト優位にあり，電力取引の拡大に伴って，石炭火力発電所の利用が拡大し，CO_2 排出量の増加を引き起こしてしまうのである。

5．結論

本稿は，域外融通の拡大が電力部門の発電コストや CO_2 排出量に与える影響を分析したものである。

北海道電力と東京電力の実績値を使用したシミュレーションの結果，広域融通を行う場合，広域融通を行わない場合と比較して，発電コストが引き下がることが明らかとなった。

このような結果を生む要因は，以下の2つが挙げられる。第1に，北海道電力と東京電力の保有する発電設備に大きな特徴の差があることである。これは，北海道電力が石炭主体の設備構成であり，ガス火力を保有しないのに対して，東京電力がガス火力を中心とした設備構成であることを意味している。両社が同時に需要のピークに直面する時は，両社ともに発電コストの高い石油火力に頼らざるを得ず，両者間の発電コストにさほどの差は生じないが，オフピーク時には大きな差が生じる。したがって，CO_2 排出量の増加を憂慮しなければ，広域融通によって北海道電力から東京電力へ燃料コストの安い石炭火力で生産された電力が売電される。第2に，両社の電力需要の消費パターンに大きな差があることが挙げられる。北海道電力管内の電力需要が冬にピークを迎えるのに対して，東京電力管内は夏にピークを迎える。したがって，ピーク時においても夏には北海道から東京へ，冬には東京から北海道へ電力を融通することが可能であり，互いの設備を最大限有効に利用できると考えられる。

しかし現状では，本州と北海道を結ぶ北本連系線の容量は0.6 GW と小さく，これが広域融通の障害となっている。シミュレーションにおいても，連系線容量に制約がなければ，電力取引によってさらに発電コストを引き下げる余地があるにも関わらず，連系線の容量不足によって，両者の設備の最適利用が妨げられていることが明らかとなった。したがって，ピークの差を利用して電力融通を拡大するためには，連系線の拡張が急務である。

また，本稿では温暖化対策税を現行の289円/tCO_2 に設定した結果，電力取引によって石炭火力発電の利用拡大が進み，CO_2 排出量が増加する結果となった。地球温暖化対策税を引き上げれば，

発電単価が上昇してしまう問題は避けえないが，電力取引の拡大によって，この上昇率をどの程度抑制することができるかについて，今後追加的に分析する必要がある。

参考文献

東愛子（2012）「電力会社の CO_2 限界削減費用と削減ポテンシャル」,『環境経済・政策研究』Vol. 5, No. 2, pp. 46-57。

田中誠（2007）「電力市場における市場支配力のシミュレーション分析」，八田達夫・田中誠編著『規制改革の経済分析』, pp. 101-132。

細江宣裕・秋山修一（2007）「送電料金改革の効果分析―パンケーキ方式から郵便切手方式へ」，八田達夫・田中誠編著『規制改革の経済分析』, pp. 75-99。

環境省　温室効果ガス排出量算定方法検討会（2002）「平成 14 年度　温室効果ガス排出量算定方法検討会エネルギー・工業プロセス分科会報告書（燃料）」。

経済産業省資源エネルギー庁電力・ガス事業部編（2005）『電力需給の概要　平成 16 年度』，中和印刷株式会社出版部。

――――（2010）『電力需給の概要　平成 21 年度』，中和印刷株式会社出版部。

Azuma, A.（2013）"CO_2 Reduction without Nuclear Power Generation", Discussion Paper Series of Public Policy School of Hokkaido University, No. 15.

Hobbs, B. F.（2001）"Liner Complementarity Models of Nash-Cournot Competition in Bilateral and POOLCO Power Market", *IEEE Transaction on Power Systems*, Vol. 16, pp. 194-202.

Smeers, Y. Jing-Yuan（1997）Spatially Oligopolistic Model with Opportunity Cost Prising for Transmission Capacity Reservations- A Variational Inequality Approach, University Catholique de Louvain, CORE Discussion Paper 9717.