



RIETI Discussion Paper Series 05-J-033

日本の地域間連系送電網の経済的分析

戒能 一成
経済産業研究所



Research Institute of Economy, Trade & Industry, IAA

独立行政法人経済産業研究所

<http://www.rieti.go.jp/jp/>

日本の地域間連系送電網の経済的分析

2005年 11月

戒能 一成 (C)*

要 旨

2000年度からの電気事業制度に関する制度改革により、特定規模需要についての小売が自由化されたが、各一般電気事業者の管内を結ぶ地域間連系送電網については、その現状と形成過程についての体系的な分析が殆ど行われていない状況にあり、電気事業制度の議論における基礎的知見が不足している状況が見受けられる。

本稿では、「電力需給の概要」などの公的文献を基礎に、日本の地域間連系送電網の現状とその形成過程についての経済的分析を試みた。

2003年度現在、日本の地域間連系送電網の平均稼働率は27%程度であり、8月最大需要期においても65%程度しか利用されていない状況にあることが観察された。当該結果から、8月最大需要期以外の期間においては、一部の例外的な区間を除いて送電容量に極めて大きな余裕が存在することが観察された。

一方、地域間連系送受電量と地域別の電源構成の相関関係についての観察を基礎に、首都圏・関西圏の発電・送電の費用を推計したモデル(「電源構成・立地モデル」)を構築して分析を行った結果、首都圏・関西圏ではLNG複合発電を都心部から100km圏に、石炭火力発電・原子力発電を200km圏に離れて立地することが費用極小を与えるものと試算された。

当該結果から、1990年代以降の地域間連系送電網は、費用極小となる電源の立地点が首都圏・関西圏の一般電気事業者の供給区域の外となるために必然的に形成されたものであり、首都圏・関西圏などの大需要地に向け、供給区域を跨いで石炭火力発電所・原子力発電所と送電系統が一体的に建設されることに付随して整備されてきたものと評価された。

また、現在観察される地域間連系送電網の送電容量の大きな余裕は、長期的な電源開発と送電系統整備の費用最小化の原理に従い、将来の電源整備を見越して予め大きな余裕を持って送電系統が整備されてきたことによるものと考察された。

キーワード: 電気事業、電源構成・立地、費用最小化モデル

JEL Classification: Q41, Q48, C23

* 本資料中の分析・試算結果等は筆者個人の見解を示すものであって、筆者が現在所属する独立行政法人経済産業研究所などの組織の見解を示すものではないことに注意ありたい。

目 次

要 旨

目 次

本 文

1. 地域間連系送電網の現状

- 1-1. 超高圧送電系統の概要
- 1-2. 超高圧送電系統の現状
- 1-3. 地域間連系送電網の現状
- 1-4. 地域間連系送電の実績

2. 日本の地域間連系送電と地域別電源構成の比較分析

- 2-1. 地域間連系送電を考慮した地域別最大電力・電力量需給
- 2-2. 地域間連系送電系統の立地と電源立地の地理的因果関係
- 2-3. 地域間連系送電と地域別電源構成との相関分析

3. 日本の発電・送電費用構成と電源・送電系統立地の定量的分析

- 3-1. 電源・送変電系統立地に関する基礎的モデル
- 3-2. 地域別発電費用・送電費用の推計
- 3-3. 電源・送電系統立地に関する基礎的モデルの実証分析

4. 地域間連系送電網に関する考察

- 4-1. 地域間連系送電網の形成過程
- 4-2. 地域間連系送電網の将来展望

補 論

- 補論1. 電気の需給と電気事業制度に関する基礎的解説
- 補論2. 送電技術と送電制約に関する基礎的解説

参考文献

2005年11月 戒能一成 (C)

1. 地域間連系送電網の現状

1-1. 超高压送電系統の概要

1-1-1. 超高压送電系統の機能と分類

日本の超高压送電系統は、各一般電気事業者により自らの供給区域内の需要を賄うことを主眼として整備が進められてきた。超高压送電系統は以下の3種類に大別される。

各一般電気事業者は主として自らの供給区域内とその近傍での発電所系統と都市外輸系統の整備を自律的に進めてきたところである。

[表1-1-1-1. 超高压送電系統の機能と分類]

分類	機能と解説
発電所系統	大規模発電所と需要地を結ぶ系統(柏崎刈羽-東京、若狭湾-大阪など)。時間帯別需給調整と位相差制御のため中間に揚水発電所を設ける例が多い。
都市外輸系統	大需要地における安定性制約問題の回避と信頼性向上のため都市外周を囲むように設置した系統(首都圏・関西圏・中京圏における「多重外輸系統」)(補論2. 参照)。
地域間連系系統	各供給区域間を結ぶ系統。

1-1-2. 地域間連系送電系統の整備

一方、地域間連系系統については、1970年代の大規模電源開発期に、大規模電源の事故時の「応援融通」による送受電など広域的な供給安定性の向上と、河川水系の総合電源開発の推進を目的に整備が進められてきた。最近では原子力発電・大規模火力などの大規模電源の共同開発・利用の推進、各社が整備・保有する電源の経済合理的運用による供給費用の最適化など多くの目的から整備が進められている。

1970年代においては、海上・海底の送電や周波数の変換などの技術的問題から一般電気事業者単独での整備には困難が多かった。このため、電気の広域的な供給安定性向上を国が政策的に支援する観点から、国が株式の一部を保有する特殊会社「電源開発株式会社(J-Power)」が超高压送電技術、海上・海底送電技術や直流送電技術などを自ら研究開発し、技術的困難を伴う地域間連系送電設備の建設・整備を主体的に進めてきた。

こうした歴史的経緯から、全国の重要な地域間連系系統の相当部分を同社が保有・管理している。

1-1-3. 超高压送電系統の建設

一般に、超高压送電系統の建設・整備においては、直線状に200～500m間隔で鉄塔用地を必要とする特性があるため用地取得に極めて長期の期間が必要であり、計画策定から運用開始まで10年以上の期間が必要とされる。このため、超高压送電系統においては向こう10年間程度の送電需要の増加を予測した上で予め余裕を持って容量を設計することが常態的に行われてきた。

また、超高压送電系統については、投資負担の集中を回避するため、電線自体を最初500kVで設計・施工するが、当初は275kVの電圧で運用しておき、需要が増加すれば接続する変電所の電圧を275kVから500kVに昇圧する追加投資を行い、事後的に送電容量を拡大する、といった段階的な容量整備も行われている。

1-1-4. 超高圧送電系統の運用

各一般電気事業者の供給区域内の送電系統については、送電の管理を各一般電気事業者の一組織である給電司令所が行っている。給電司令所は、系統内の電気の需給状態を監視し、周波数や電圧に問題を生じるおそれがある場合や、事故を回避しあるいは事故状態から迅速に回復する必要がある場合、予め電力系統利用協議会により定められ公開された「運用ルール(後述)」に従い系統内の各発電所や開閉所・超高圧変電所に対し出力制御や系統の切替を指示し管理を行っている。

地域間連系系統に関する運用については、従来、一般電気事業者(沖縄電力を除く)と電源開発の10社により「中央電力協議会」という組織が設けられ、当該協議会傘下の「中央給電連絡司令所」が地域間連系系統に関する送受電の状態を監視し管理を行っていた。

2000年の電気事業法改正による託送制度の発足により、中央電力協議会は全国の地域間連系系統に関する設備容量整備状況や安定性制約などを検討・推計し、今後10年程度の「連系線託送可能量」を公開することとなった。

さらに現在では、2004年に設立された「有限責任中間法人電力系統利用協議会」が、中立的な立場から地域間連系送電系統の「運用ルール」を制定・公開しその運用を監視しており、地域間連系送電系統の空き容量情報の提供、地域間連系送電に関する連絡調整・紛争処理などの業務を実施しており、送電系統の中立・公平な運用を支援している。

1-2. 超高圧送電系統の現状

1-2-1. 東日本の地域別送電系統と主要発電所 (図1-2-1-1. 参照)

東日本地域の送電系統は、北海道地域、仙台以北の東北地域では発電所・需要地とも分散しており、また個々の地域の需要が小さいため、基幹系統は275kV以下の容量の小さい系統により運用されている。一方、東京地域とその近傍では、大規模電源地域である福島県東部沿岸(「浜通り」)地域、新潟県柏崎刈羽地域からの発電所系統と、東京を3重に取り囲む都市外輸系統が、500kV(一部は1000kV設計)の超高圧送電線により極めて堅牢に整備され、さらに東京都心部では275～500kVの地中送電網が整備されるなど対照的な構造となっている。

地域間連系系統については、北海道-東北間が電源開発「北本連系線」による直流海底ケーブル(600MW)で接続されている。東京-東北間は東京電力の福島県東部の発電所系統の延長線上に500kVの超高圧線による相馬双葉幹線(6000MW)が接続しているほか、福島県西部の電源開発奥只見水力系統経由、常磐共火勿来発電所経由など3つの経路で275kV運用の小規模な送電線(合計定格容1745MW)が接続している。東京-中部間の周波数変換設備(FC)による連系については、電源開発佐久間FC(300MW)、東京電力新信濃FC(600MW)が稼働しており、さらに中部電力東清水FC(300MW)が完成、2008年運用を目処に連系送電線の建設中の段階にある。

1-2-2. 中日本の地域別送電系統と主要発電所 (図1-2-2-1. 参照)

中日本地域の送電系統は、名古屋、大阪・神戸地域においてそれぞれ2重の外輸系統が整備され、これに対して北陸、若狭湾などの大規模電源地域からの発電所系統が接続する構造となっている。さらに、関西-北陸-中部の3地域が三角形に地域間連系系統で接続されており、電源が豊富な北陸地域から中部・関西への送電が行われている。

地域間連系系統については、北陸-中部間が(北陸電力・中部電力南福光BTB施設(30万kW)など)2系統、中部-関西間(三重-東近江線(5570MW)など)が3系統、北陸-関西間(越前-嶺南線(5570MW)など)が2系統で接続されている。北陸-中部間は関西経由で送電すること

も可能である。中日本地域には歴史的に関西電力や電源開発が開発した水力発電所が散在する関係で、図示した以外にも275kV以下の多数の小規模な地域間連系線が存在する。

西日本地域との連系については、関西-中国間(山崎智頭線(8330MW)、電源開発・中国西播東岡山線(8330MW)など)が3系統で接続され、関西-四国間は電源開発阿南紀北直流幹線(1400MW)による直流海底ケーブルで接続されている。

1-2-3. 西日本の地域別送電系統と主要発電所 (図1-2-3-1. 参照)

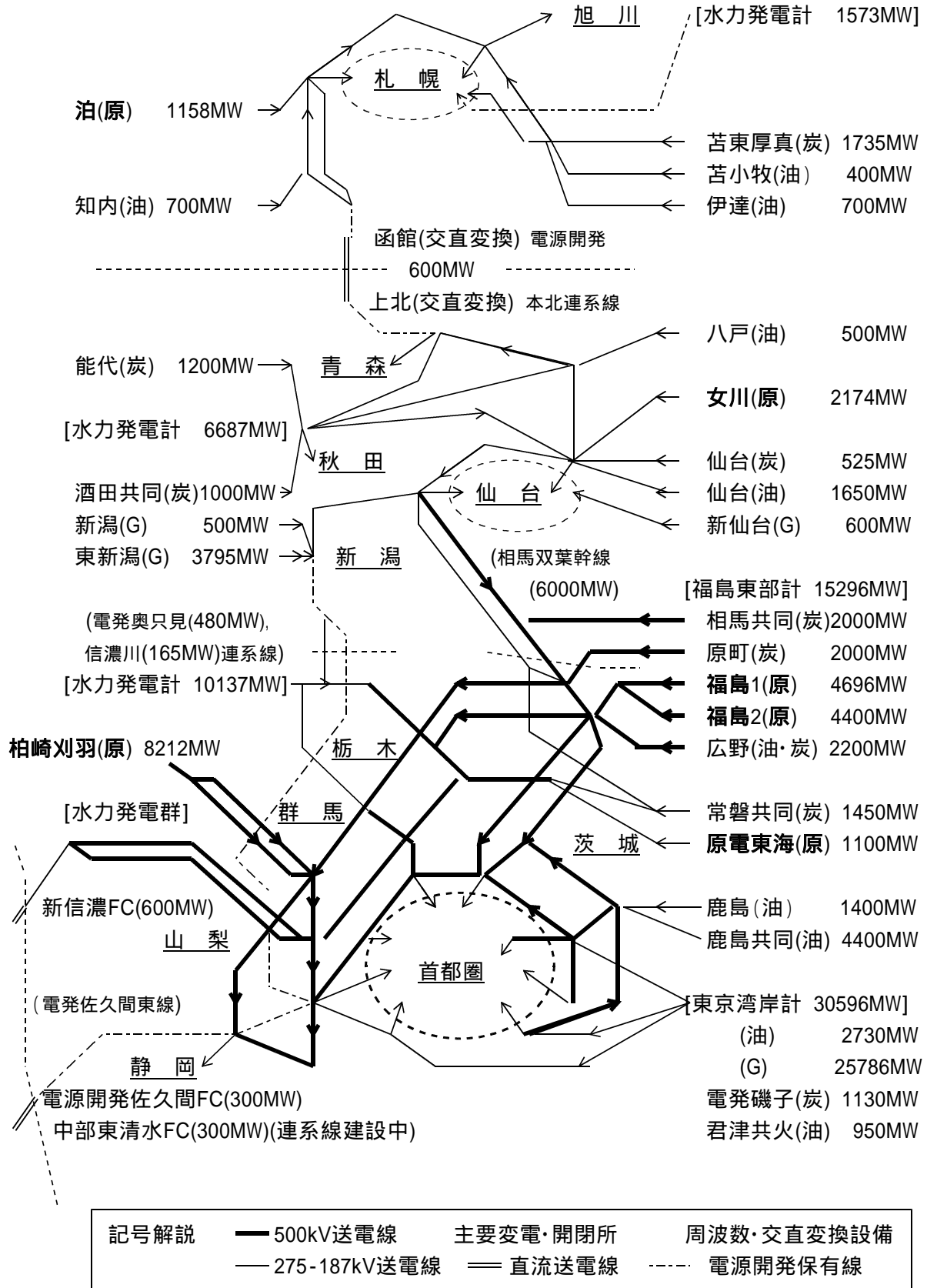
西日本地域の送電系統は、需要地の規模が小さく分散しているため、北九州の一部を除いて都市外輸系統はなく、500kV超高压送電線による地域間連系系統に各発電所からの発電所系統が接続する特徴的な構造となっている。

地域間連系系統については、中国-四国間が瀬戸大橋に併設された電源開発本四連系線(500kV、2400MW)、島づたいの架空連系線による中四線(275kV、500MW)の2系統で接続されており、中国-関西間、阿南紀北直流連系線と併せて関西-中国-四国の3地域が三角形に地域間連系系統で接続される構造となっている。兵庫県淡路島地域については従来関西管内からの送電が困難であったため歴史的に四国から供給が行われている。

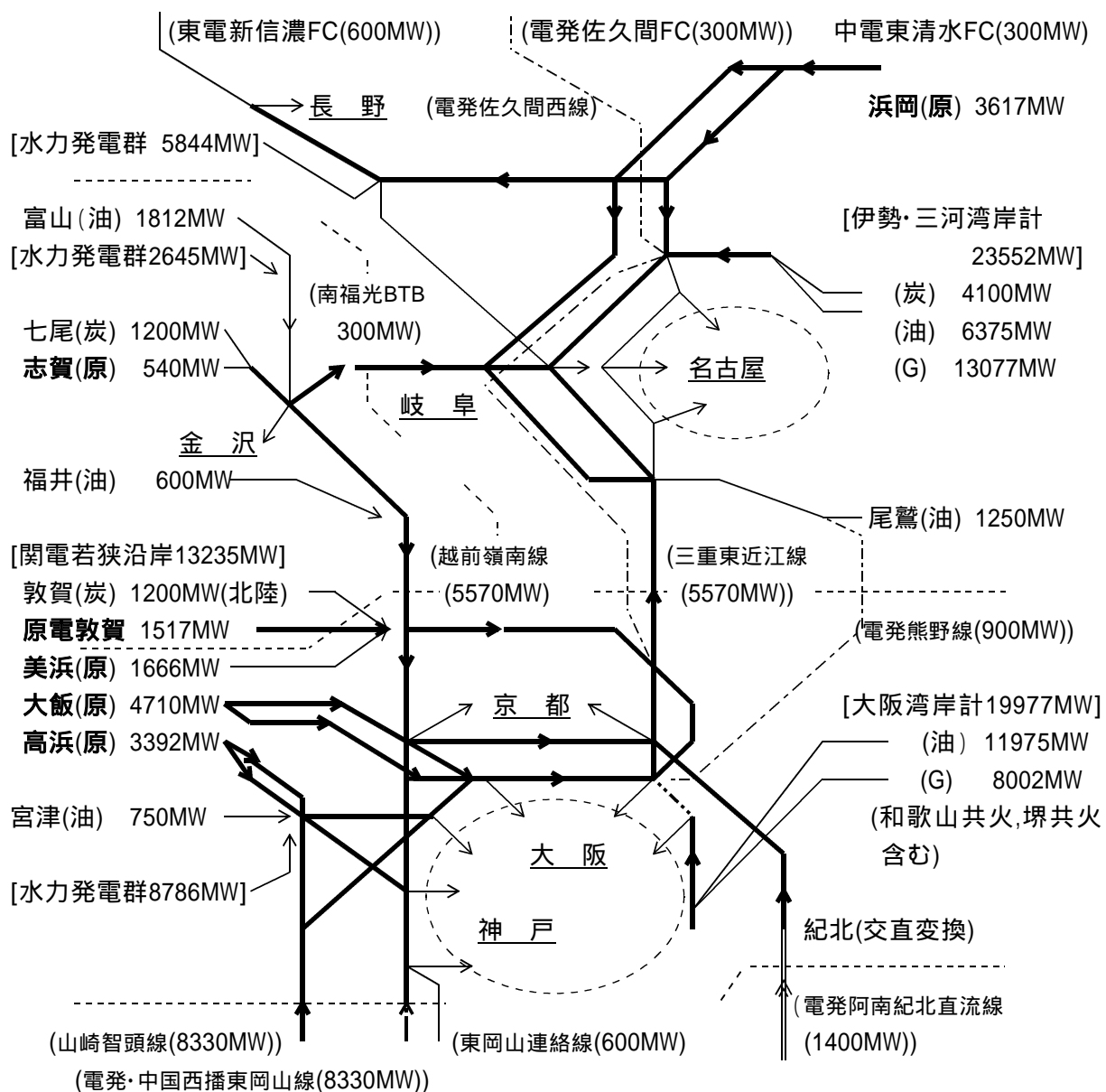
中国-九州間は架空連系線による電源開発関門連系線(5570MW)で接続されている。

(図1-2-1-1 ~ -3. を挿入)

[図1-2-2-1. 超高压送電系統と主要発電所/東日本(50Hz)]

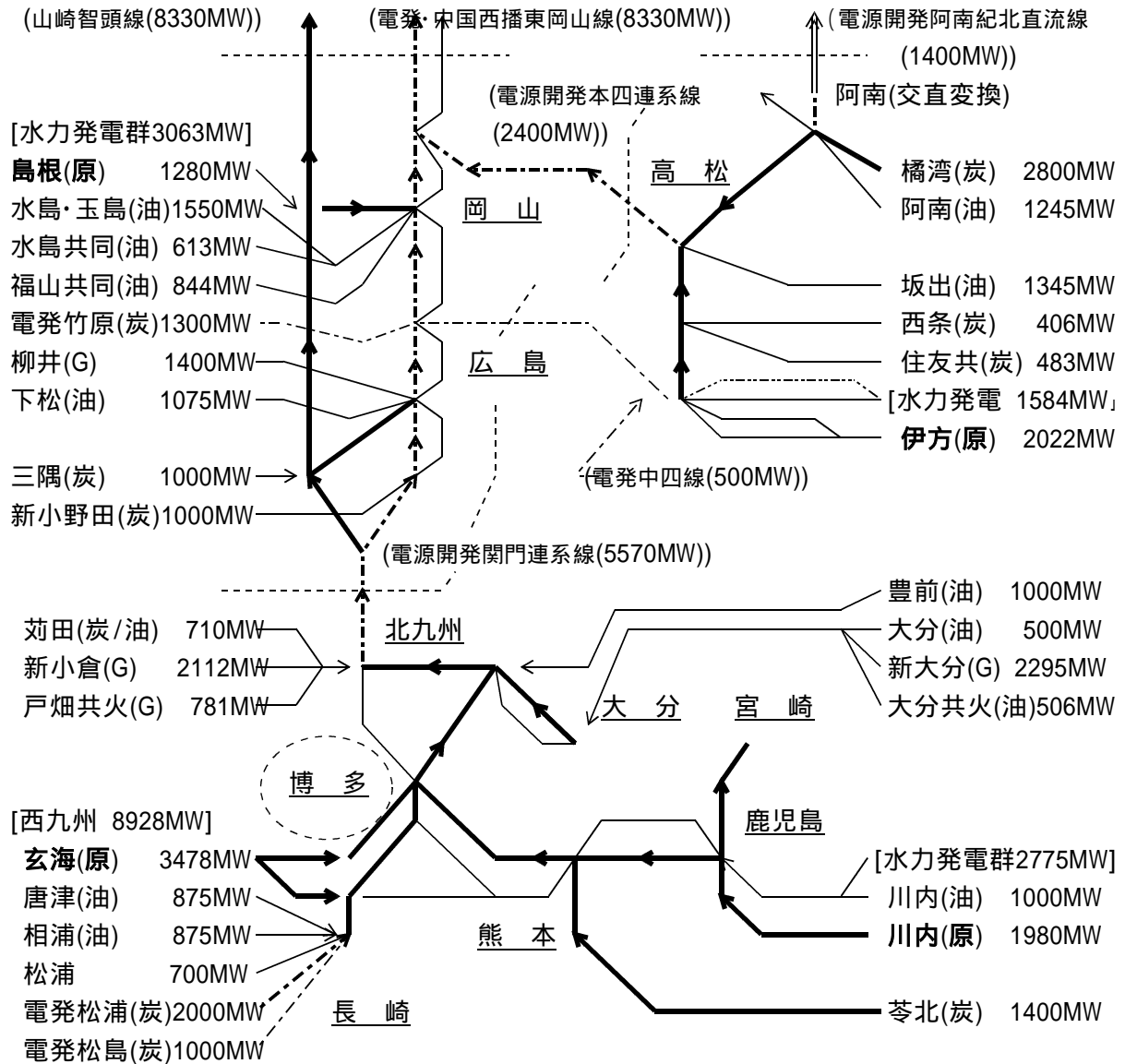


[図1-2-2-2. 超高压送電系統と主要発電所/中日本(60Hz)]



記号解説	— 500kV送電線	主要変電・開閉所	周波数・交直変換設備
	- - - 275-187kV送電線	— 直流送電線	----- 電源開発保有線

[図2-2-2-3. 送電系統と主要発電所/西日本(60Hz)]



記号解説	— 500kV送電線	主要変電・開閉所	周波数・交直変換設備
	- - - 275-187kV送電線	— 直流送電線電源開発保有(共有)線

1-3. 地域間連系送電網の現状

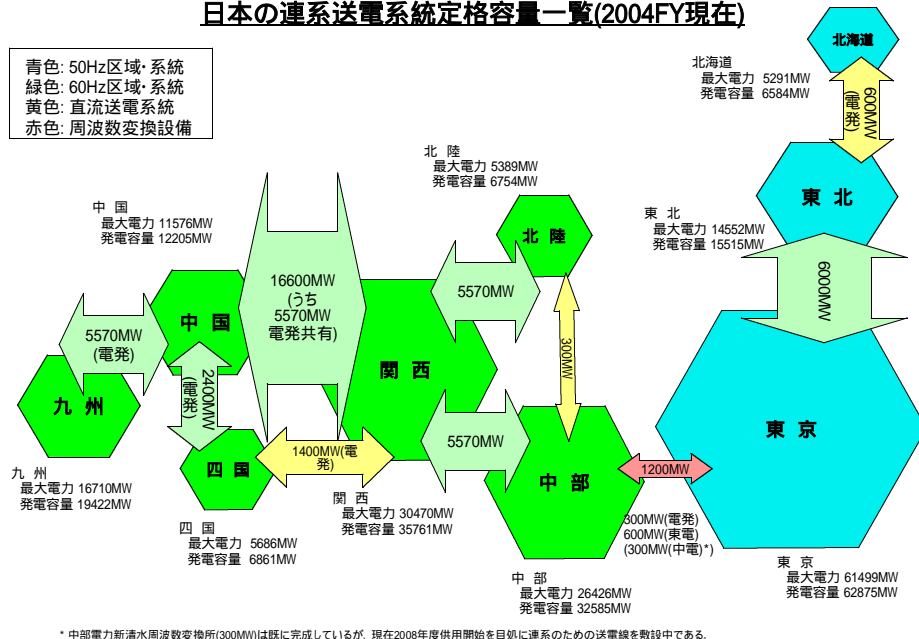
1-3-1. 地域間連系送電網の概観

日本の超高压送電系統のうち、地域間連系送電網の定格容量構成を示す。

東京(50Hz)-中部(60Hz)間の容量が他と比較して際立って小さい一方、東京-東北間、中・西日本各社間では極めて大容量の送電系統が設けられていることがわかる。

[図1-3-1-1. 地域間連系送電系統定格容量一覧(2004年度)]

日本の連系送電系統定格容量一覧(2004FY現在)



1-3-2. 地域間連系送電網と送電容量・送電制約

交流送電網については、送電線自体の定格容量の他に安定性制約による制限を受けるため、実際に送電網が送電できる電力(kW)は個々の送電線の定格容量以下の大きさとなる^{*1}。さらに緊急融通能力の確保など各種の余裕度を考慮し、実際に送電できる電力(kW)の容量が「運用容量」として設定されている。

従来、地域間連系送電網については設計電圧と経路のみが公開されており、定格容量・運用容量などの情報は公開されてこなかったため、実際に各地域間連系送電網で送電できる電力の大きさを一般に知ることはできなかった。2000年の電気事業法改正に伴い中央電力協議会が主要連系線の今後10年程度の託送可能容量の見通しを公開してきたが、その設定根拠は明示されていなかった。ところが、2003年7月30日に「中立機関勉強会」資料として、主要連系線の今後10年程度の託送可能容量の見通しについての設定根拠が公開され、さらに、現在では2004年2月に設立された「有限責任中間法人電力系統利用協議会」により、各連系線の詳細な運用ルールと空き容量情報などが公開されている。

上記2003年7月の資料においては275kV以下の連系線の情報が含まれていないことに注意する必要があるが、地域間連系送電網の運用容量設定の考え方が明示され、後の電力系統利用協議会の「運用ルール」の基礎となった点で高く評価できるものである。

*1 送電と送電網に関する技術的解説については、補論2. を参照したい。

当該資料の情報から定格容量と運用容量の関係を見た場合、直流送電システムのほぼ全部が定格容量の100%で運用可能であるのに対し、交流送電システムは安定性制約などの問題から平均して約54%、最低で約5%しか運用できないことが観察される。

「マージン」については、各地域の電源事故時に備えた緊急融通能力を確保するものであるが、電源が豊富な地域向け(東北・北陸・九州)では「反対潮流で確保」などとし実質的に設定されていないことがわかる。

[表1-3-2-1. 地域間連系送電システムと送電制約(2003年中立機関勉強会資料)]

(単位: MW)	定格容量	運用容量・制約	運用/定格	計画潮流	マージン・設定根拠	空き容量
北海道-東北						
北海道 東北	600	600(定格容量*)	100%	0	500(過去の実績値)	100
東北 北海道	600	600(定格容量*)	100%	0	600(北海道事故対策)	0
東北-東京						
東北 東京	6000	5000(同期安定性)	83%	3070	1000(東京容量3%相当分)	930
東京 東北	6000	1300(周波数低下)	22%	0	0(反対潮流で確保)	1300
東京-中部(現状)						
東京 中部	900	900(定格容量*)	100%	0	900(東京容量3%相当分)	0
中部 東京	900	900(定格容量*)	100%	0	900(中部関西3%相当分)	0
東京-中部(東清水FC運開(2008(原典では2004))後)						
東京 中部	1200	1200(定格容量*)	100%	0	1000(東京容量3%相当分)	200
中部 東京	1200	1200(定格容量*)	100%	0	1000(中部関西3%相当分)	200
中部-関西						
中部 関西	5570	1000(周波数低下)	18%	0	500(関西3%相当分)	500
関西 中部	5570	2500(周波数上昇)	45%	1170	700(中部3%相当分)	630
北陸-中部						
北陸 中部	300	300(定格容量*)	100%	300	0(他系統で確保)	0
中部 北陸	300	300(定格容量*)	100%	0	0	300
北陸-関西						
北陸 関西	5570	1300(同期安定性)	23%	1080	100(関西3%相当分)	120
関西 北陸	5570	600(周波数低下)	11%	410	0	190
関西-中国						
関西 中国	16600	2700(1回線定格)	16%	0	400(中国3%相当分)	2300
中国 関西	16600	4000(電圧低下)	24%	2400	500(関西3%相当分)	1100
関西-四国						
関西 四国	1400	1400(定格容量*)	100%	0	0(四国地域内制約1200)	200
四国 関西	1400	1400(定格容量*)	100%	1350	0(本四連系で確保)	50
中国-四国						
中国 四国	2400	1200(1回線定格)	50%	0	1000(四国事故対策)	200
四国 中国	2400	1200(1回線定格)	50%	960	0(関西方向で確保)	240
中国-九州						
中国 九州	5570	300(周波数低下)	5%	0	0(反対潮流で確保)	300
九州 中国	5570	2780(1回線定格)	50%	1990	0(関西方向で確保)	790

(出典: 2003年7月30日「中立機関勉強会」資料、一部用語を置換・整理。各数値は現時点での状況ではないことに注意ありたい。)
(注: 運用容量・制約欄 * 印は周波数変換など直流送電システムを示す)

1-4. 地域間連系送電の実績

1-4-1. 連系送電(融通)の種類と概要

従来、一般電気事業者同士が当事者となる地域間連系送電は「融通」と呼称され、性質別に合計7種類に分類されて取扱われてきた。また、一般電気事業者間での電力「融通」の他に、電源開発、日本原子力発電の各発電所の電力を遠隔地の一般電気事業者が引取る際には、地域間連系システムを通じた連系送電の形で引取が行われてきた。

各融通電力及び電源開発・日本原子力発電の遠隔地引取については、最大送電(kW)計画と引取比率、一般電気事業者間の送電電力量(kWh)実績が各年度の「電力需給の概要」(資源エネルギー庁電力ガス事業部編)において公開されている。

[表 1-4-1-1. 地域間連系送電の種類と2003年度時点の実績]

種 類	概 要	2003年度実績(10 ⁶ kWh)
全国融通		
需給相互応援	受電会社の突発的電力不足を補完・予防するためのもの	0.4
広域相互協力	深夜休日のベース電源の電力余剰解消のためのもの	0.4
経済融通	送電・受電会社の発電の経済性のためのもの	120.5
二社間融通		
特定融通	長期的に特定の電源の電力を送受電する、あるいは特定の地域需要を賄うもの	43320.4
系統運用	近接地域間で送変電ロス減少のため「交換」されるもの	14231.6
潮流調整	送電線の作業停止など運用上の理由によるもの	6.6
系統融通	系統が常時連系しているためやむを得ず受給されるもの	633.2
卸電力遠隔地引取	電源開発・日本原子力発電の電力を遠隔地で引取るもの	36934.0

1-4-2. 最大送電(kW)計画の推移 (図1-4-2-1. ~ -3.参照)

地域間連系送電に関する一般電気事業者の8月最大送電(kW)計画によれば、大需要地である東京・関西の最大電力需要に対し、それぞれ東北、九州・四国などから大規模な送電が行われていることが観察される。

東京、関西は1990年代前半は送電であったものが1990年代後半から受電に変化しており、反対に東北、北陸は1990年代前半は受電であったものが1990年代後半から送電に変わっている。

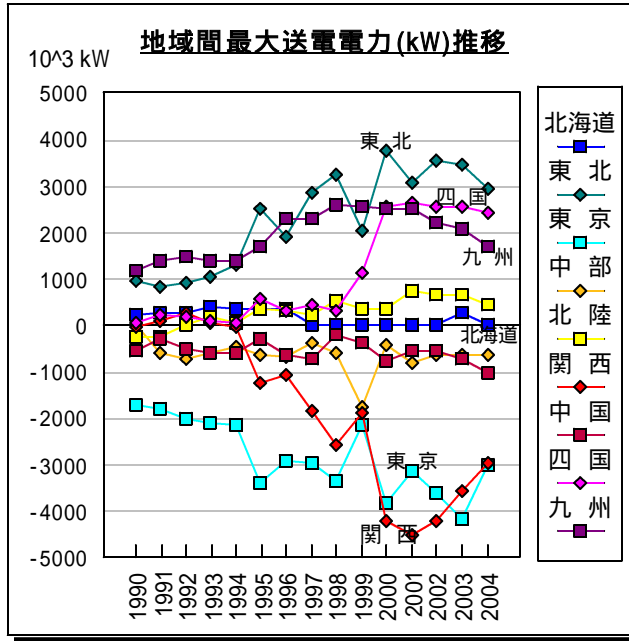
1-4-3. 送電電力量(kWh)実績の推移 (図1-4-3-1. ~ -3.参照)

地域間連系送電の送電電力量(kWh)実績を時系列で見た場合、最大送電の傾向同様、1990年代を通じて送電系統の運用が変化したことが観察される。

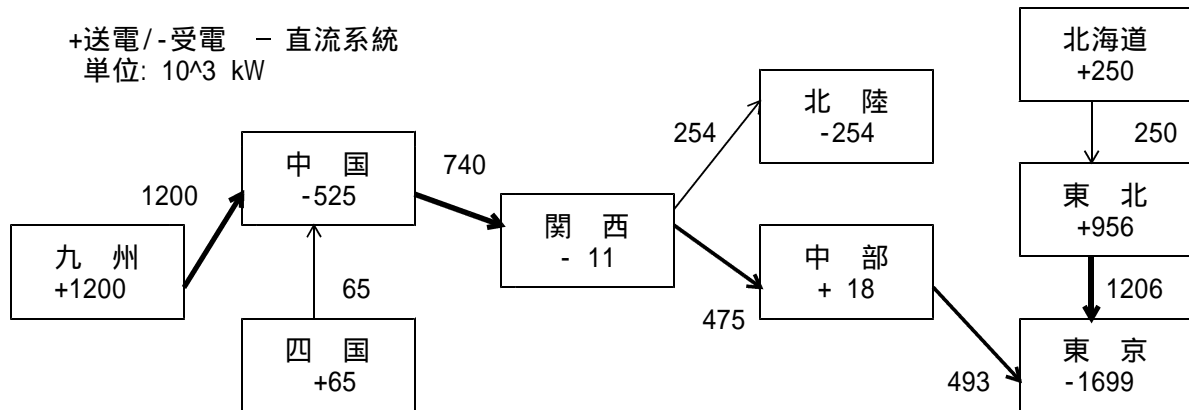
中部・中国については、日本原子力発電の原子力発電や電源開発の石炭火力発電など稼働率の高い電源の遠隔地引取が多いため、8月最大電力に関する連系送電電力は東京・関西と比較して小さいが、年間通算した電力量では大幅な受電となっている。

(図1-4-2-1. ~ 1-4-3-3. を挿入)

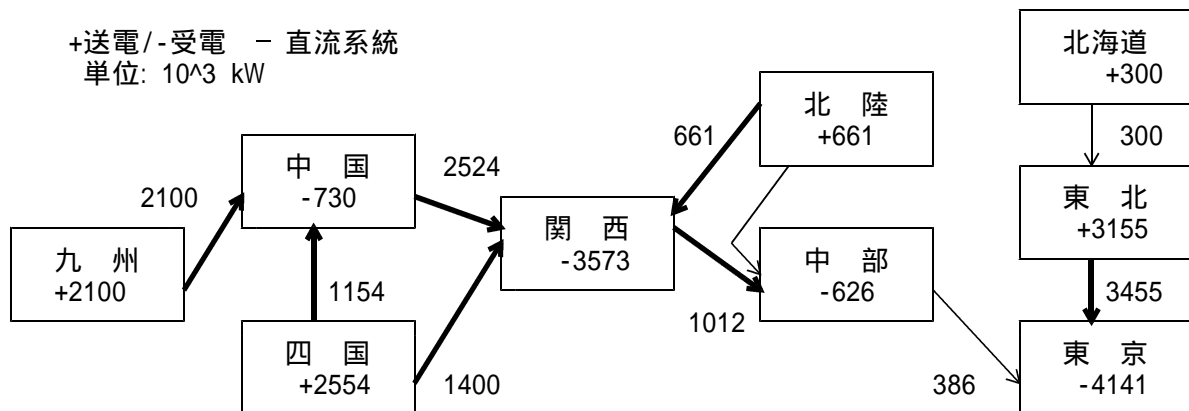
[図1-4-2-1. 推計地域間最大送電(kW)計画推移]



[図1-4-2-2. 推計地域間8月最大送電(kW)計画(1990年8月計画断面)]

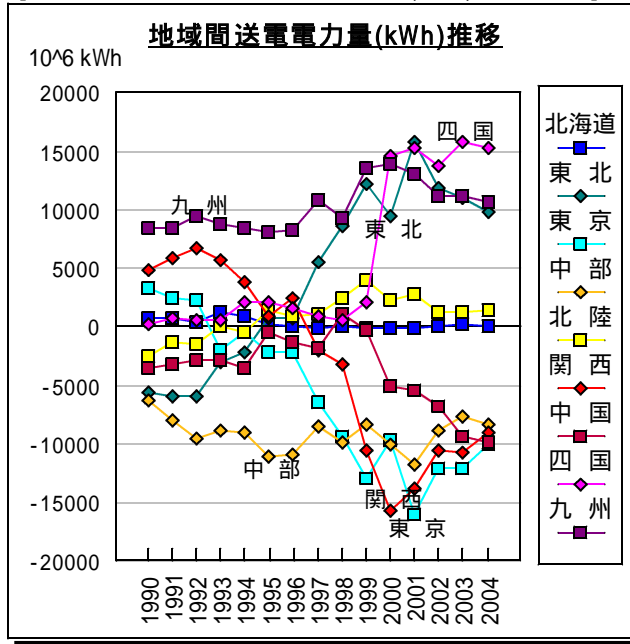


[図1-4-2-3. 推計地域間8月最大送電(kW)計画(2003年8月計画断面)]



*1 本推計は8月の一般電気事業者間の最大融通電力と、卸電気事業者各発電所の発電容量と電力引取比率を合成して推計したものであり、送電される時間帯・曜日などを考慮していないため、実際の送電計画と若干数値が異なっている。
*2 日本原子力発電敦賀発電所は北陸電力管内に立地しているが送電系統は関西電力側に直接接続されている。

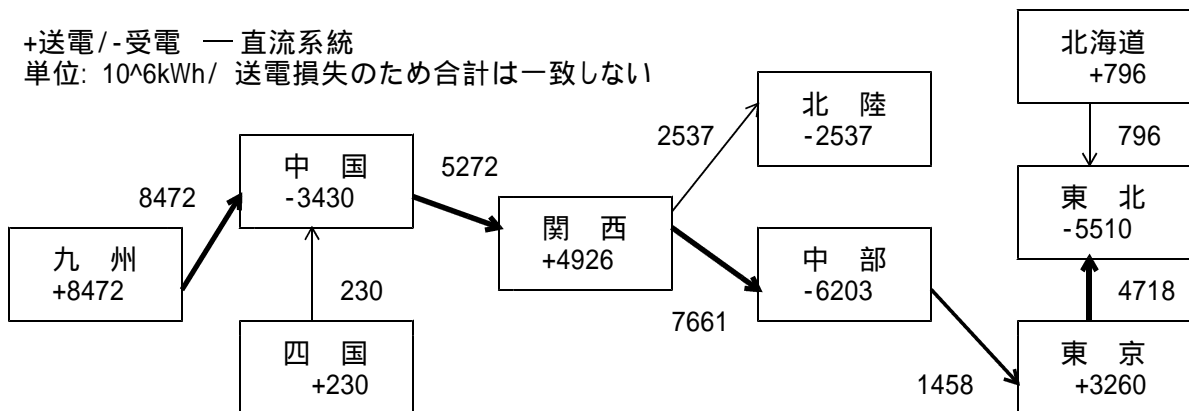
[図1-4-3-1. 地域間送電電力量(kWh)実績推移]



[図1-4-3-2. 地域間送電電力量(kWh)実績(1990年度)]

+送電/-受電 一直流系統

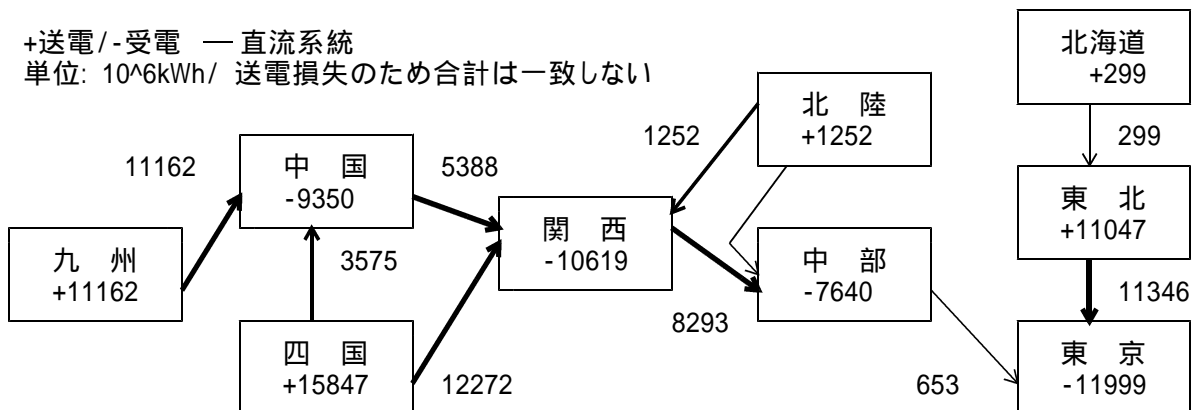
単位: 10⁶kWh/ 送電損失のため合計は一致しない



[図1-4-3-3. 地域間送電電力量(kWh)実績(2003年度)]

+送電/-受電 一直流系統

単位: 10⁶kWh/ 送電損失のため合計は一致しない



1-4-4. 地域間最大・平均送電電力(kW)実績と運用容量・定格容量の比較

地域間連系送電の8月最大電力、平均電力と運用容量・定格容量を比較した場合、2003年度現在殆どの送電系統では8月の最大電力需要時以外は送電容量が余っていることがわかる。

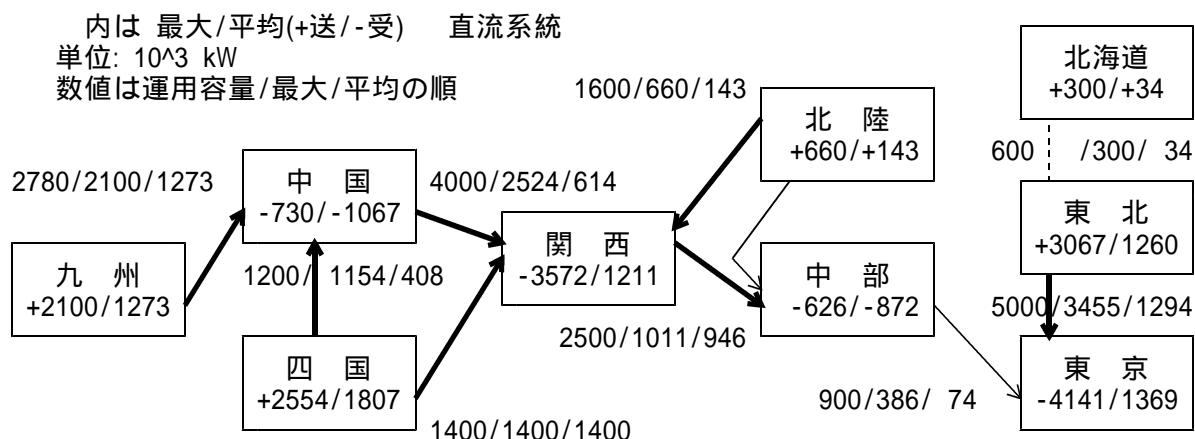
運用容量で計算した場合連系送電系統の最大稼働率は65%、平均稼働率は27%であり、さらに定格容量では最大稼働率は29%、平均稼働率はわずか12%と計算される。

2003年度の発電所の定格容量に対する平均稼働率は約53%であることと比較すると、送電系統の稼働率は極めて低いことが理解される。

当該事実から、送電容量が安定性制約により制限されるのは、少なくとも当該送電系統の定格容量の50%以上の送電が行われ位相差が大きくなっている場合であり、20~40%程度の送電では安定性制約が問題となる場合は殆どないことから、1年のうちで8月を除く大部分の季節・日時においては、一般電気事業者の計画潮流に対し順方向・逆方向のいずれに送電する場合でも安定性制約を受けることはないことが理解される。

従って、地域間連系送電網については、一部の区間の夏期最大需要期を除いては送電容量は余剰の状態にあり、その有効活用を図ることが必要であることが理解される。

[図1-4-4-1. 地域間の8月最大・平均送電電力(kW)と運用容量の比較(2003年度)]



[表1-4-4-1. 地域間の8月最大・平均送電電力(kW)と運用容量・定格容量の比較(2003年度)]

(10 ³ kW, %)	定格容量	運用容量	8月最大送電電力		平均送電電力	
			容量 対運用	対定格	容量 対運用	対定格
北海道-東北	600*	600*	300 (50.0%)(50.0%)		34 (5.7%)(5.7%)	
東北-東京	6000	5000	3455 (59.1%)(57.6%)		1294 (25.9%)(21.6%)	
東京-中部	900*	900*	386 (42.9%)(42.9%)		74 (8.3%)(8.3%)	
北陸-中部・関西	5870**	1600**	660 (26.4%)(11.9%)		143 (5.7%)(2.6%)	
中部-関西	5570	2500	1011 (63.2%)(17.2%)		946 (19.6%)(5.3%)	
関西-中国	16600	4000	2524 (63.1%)(15.2%)		614 (15.4%)(3.7%)	
関西-四国	1400*	1400*	1400 (100.0%)(100.0%)		1400 (100.0%)(100.0%)	
中国-四国	2400	1200	1154 (96.2%)(48.1%)		408 (34.0%)(17.0%)	
中国-九州	5570	2780	2100 (75.5%)(37.7%)		1273 (45.8%)(22.9%)	
総合計	44910	19980	12991 (65.0%)(28.9%)		5481 (27.4%)(12.2%)	

注) 卓越送電方向への送電のみを計上している
 * は直流送電系統、**は一部直流送電系統

2. 日本の地域間連系送電と地域別電源構成の比較分析

2-1. 地域間連系送電を考慮した地域別最大電力・電力量需給

2-1-1. 東日本(50Hz)地域

1) 北海道 (図2-1-1-1a,b. 参照)

北海道においては、最大需要が厳冬期であるため夏期の電力(kW)需給に余裕があり、1990～96年度には夏期の需要期に東北へ連系送電を行っている。電力量(kWh)については域内で需給均衡して推移しており、連系送電量の影響は極く小さいことが観察される。

2) 東北 (図2-1-1-2a,b. 参照)

東北においては、夏期に水力資源が豊富であり需要期に東京へ連系送電を行っている。一方、冬期においては水力発電所が渇水・凍結により運用できない問題があり、1990年代前半においては東京・北海道から連系受電し需要を賅ってきた。1990年代中盤以降東北及び共同火力各社により石炭火力発電の大規模な建設が進められ、1997年度からは連系受電を停止し年間を通じ東京へ大規模な石炭火力発電の連系送電を行う状況となっている。

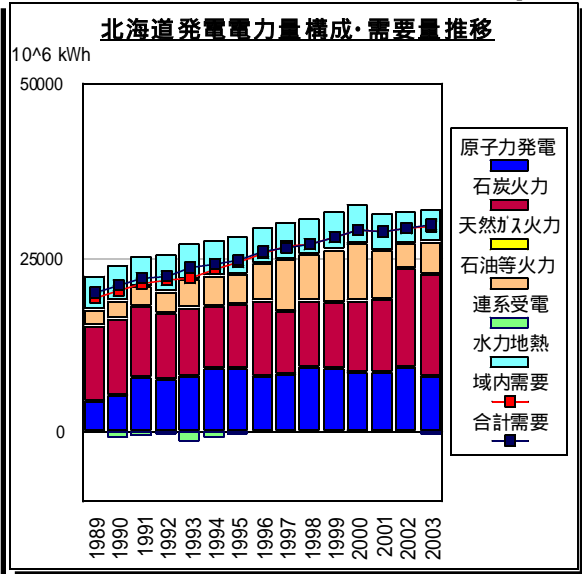
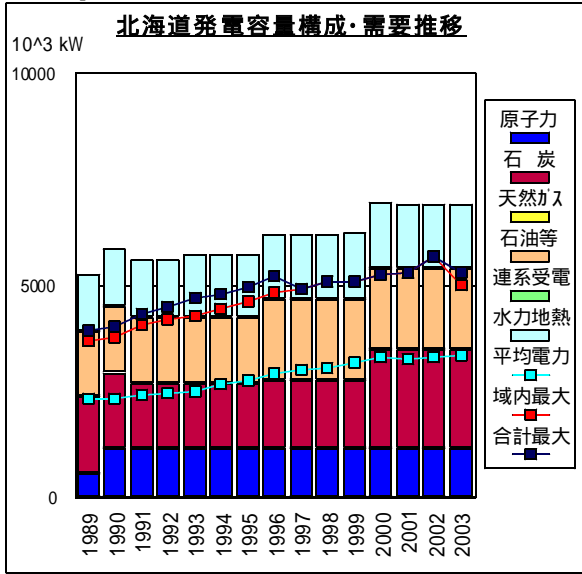
3) 東京 (図2-1-1-3a,b. 参照)

東京においては、夏期の最大電力(kW)需給が常に逼迫して推移してきたため、夏期の需要期に東北・中部からの連系送電により需要を賅っている。東京においては主として東京湾岸に天然ガス複合火力発電の建設を進めてきたが、1990年代を通じて石油等火力の稼働率を低下させてきたため需要量を賅い切れず、東北管内(東北電力及び相馬・常磐共同火力など)からの大規模な連系受電により需要量(kWh)を賅う状態が継続している。

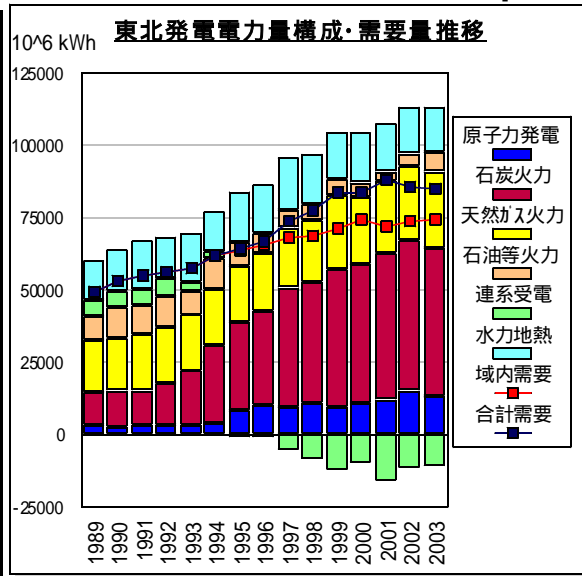
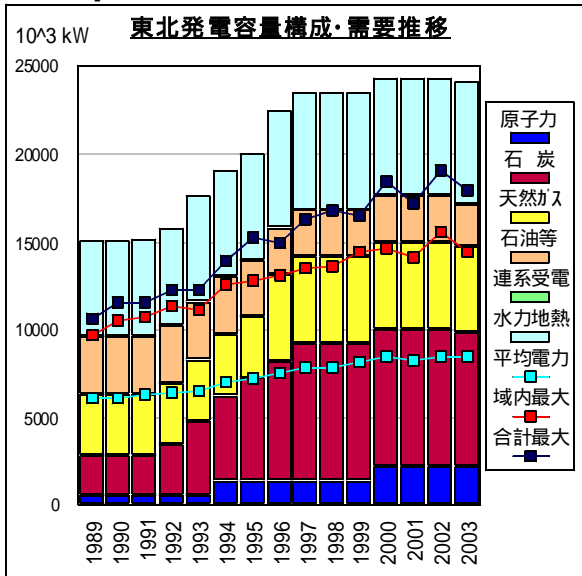
2003年度においては、原子力発電所の検査データ不正処理問題に伴う特別検査により原子力発電所の稼働率が大幅に低下したため、東京区域の火力発電を最大限稼働させるとともに東北や中部からの地域間連系送電により域内需要を賅う状況となっている。

(図2-1-1-1a～ -3b. を挿入)

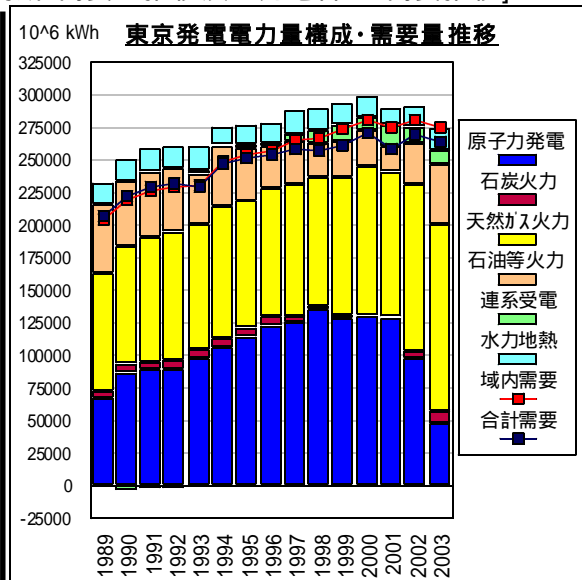
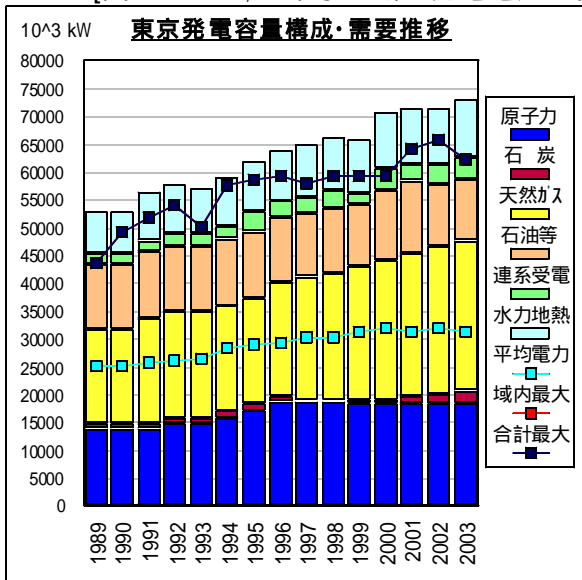
[図2-1-1-1a,b. 北海道地域の発電電力量構成・需要量推移及び発電容量・需要推移]



[図2-1-1-2a,b. 東北地域の発電電力量構成・需要量推移及び発電容量・需要推移]



[図2-1-1-3a,b. 東京地域の発電電力量構成・需要量推移及び発電容量・需要推移]



2-1-2. 中・西日本(60Hz)地域

1) 中 部 (図2-1-2-1a,b.参照)

中部においては、発電容量に占める水力発電の割合が高く、降水量の多い夏期の最大電力(kW)需給は比較的需給が均衡しているが、冬～春期の渇水期に需給が逼迫する特性があり、渇水期に北陸・関西以西からの連系受電により需要を賄っている。中部においては天然ガス複合火力発電・石炭火力発電の整備を進めているが、1990年代を通じて石油火力の稼働率を低下させてきたため、北陸・関西以西からの連系受電により需要量を賄う状態が継続している。

2) 北 陸 (図2-1-2-2a,b.参照)

北陸においては、中部同様に発電容量に占める水力発電の割合が高く、降水次第で需給が左右される問題があり、1990年代前半においては降水が少ない期間には関西以西からの連系受電により需要を賄っていた。爾後北陸においては大規模石炭火力発電の建設を進め、1994年度からは連系受電を停止し石油火力発電の稼働率を低下させ、さらに余剰の石炭火力発電の電力を関西・中部へ連系送電して供給する状況となっている。

3) 関 西 (図2-1-2-3a,b.参照)

関西においては、1990年代前半においては中部・北陸地域に連系送電を行ってきたが、1990年代後半からは発電設備容量に余裕があるにもかかわらず連系受電により需要を賄う状態となっている。特に、1990年代後半から、石油火力発電の稼働率を極端に低下させてきており、不足する電力量を北陸・四国・九州から石炭火力発電による電力を連系受電して賄う運用となっている。

4) 中 国 (図2-1-2-4a,b.参照)

中国においては、年間を通じ降水が少なくかつ不安定な地域であり、また夏期の需要期が渇水期と重なるため、恒常的に四国・九州からの連系受電により需要を賄ってきた。中国では1990年代を通じ石炭火力及び天然ガス複合火力発電の建設を進めてきたが、2000年度以降においては石油火力発電の稼働率を低下させ、不足する電力量を四国の電源開発・橘湾石炭火力発電からの連系受電により賄うという広域的な運用を行っており、連系受電が増加する状態となっている。

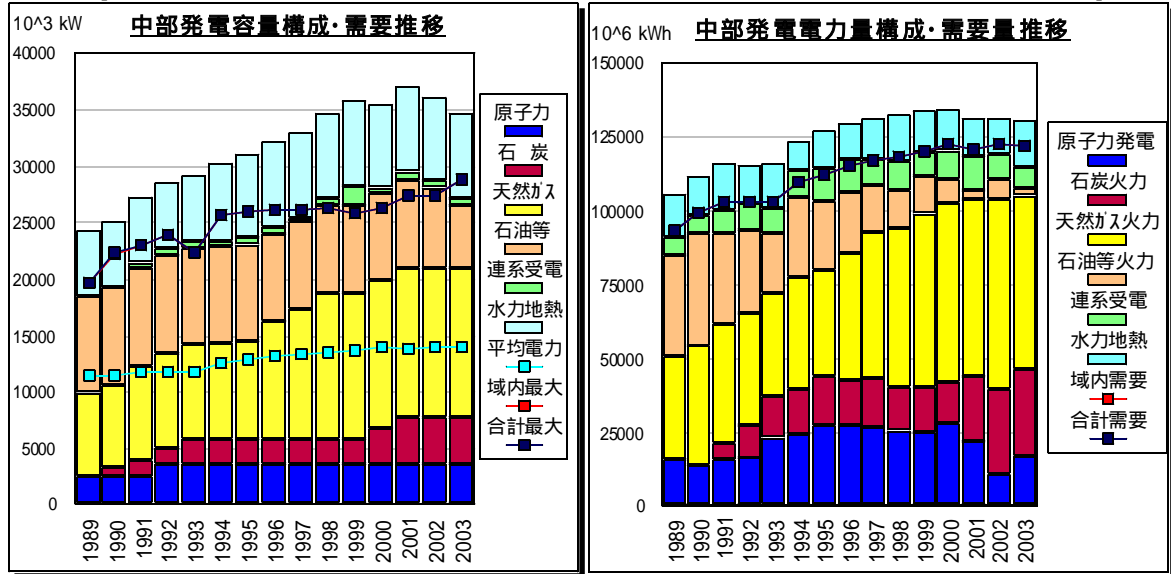
5) 四 国 (図2-1-2-5a,b.参照)

四国においては、中国同様年間を通じ降水が少なくかつ不安定な地域であるが、1994年度迄は大容量の連系系統がなかったため、比較的大規模な石油火力発電設備を保有し需給不足に備えるという対策が採られていた。これに対し、1994年度の伊方原子力発電所3号機(890MW)の運転開始と本四架橋に伴う電発・本四連系線(2400MW)の建設により、石油火力の稼働率を低下させかつ本州に電力を連系送電する運用が開始され、さらに2000年度の電源開発・四国共同開発による橘湾石炭火力(計2800MW)及び電源開発・阿南紀北直流連系(1400MW)の建設により関西以東へ大容量の電力を連系送電する運用を行っており、爾来四国は九州とともに連系送電の大供給地となっている。

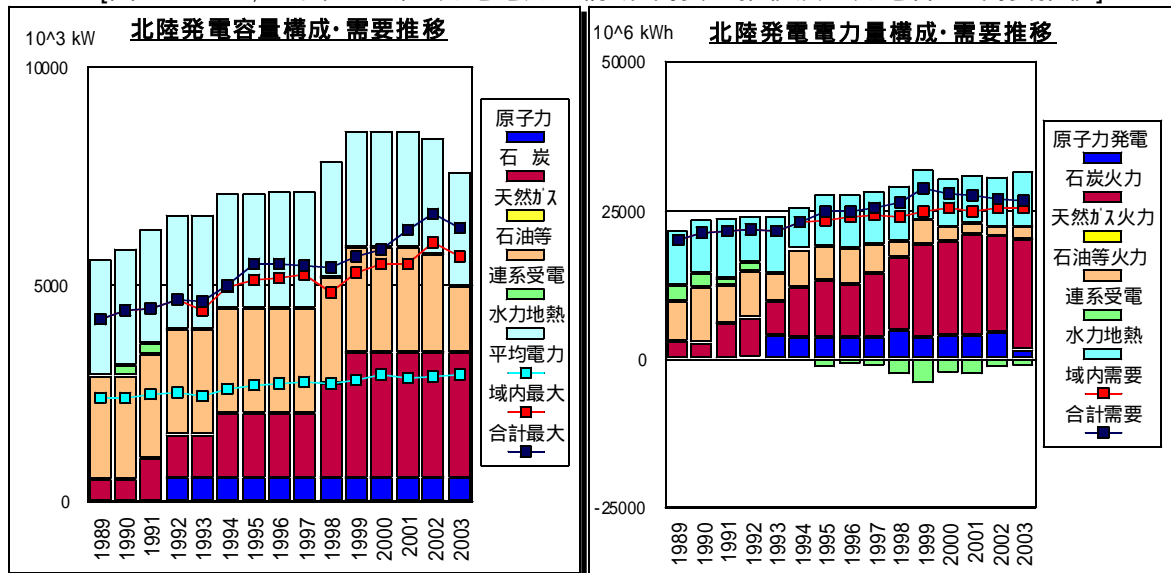
6) 九 州 (図2-1-2-6a,b.参照)

九州においては、かつては夏期の需要期が渇水期と重なり需給が逼迫する地域であったが、一方で国内有数の産炭地域であったことから、大規模な石油火力・石炭火力発電設備が整備される結果となり、1990年代においては余剰の発電容量を恒常的に中国以東に送電する運用がなされてきた。1990年代中盤以降、玄海原子力発電所3.4号機の増設(計2360MW)、苓北、苅田、電発・松浦2号機などの大規模石炭火力発電(計2060MW)の建設により、石油火力発電の稼働率を下げ、原子力・石炭・天然ガスにより域内電力需要と連系送電を賄う運用に徐々に変更がなされてきている。

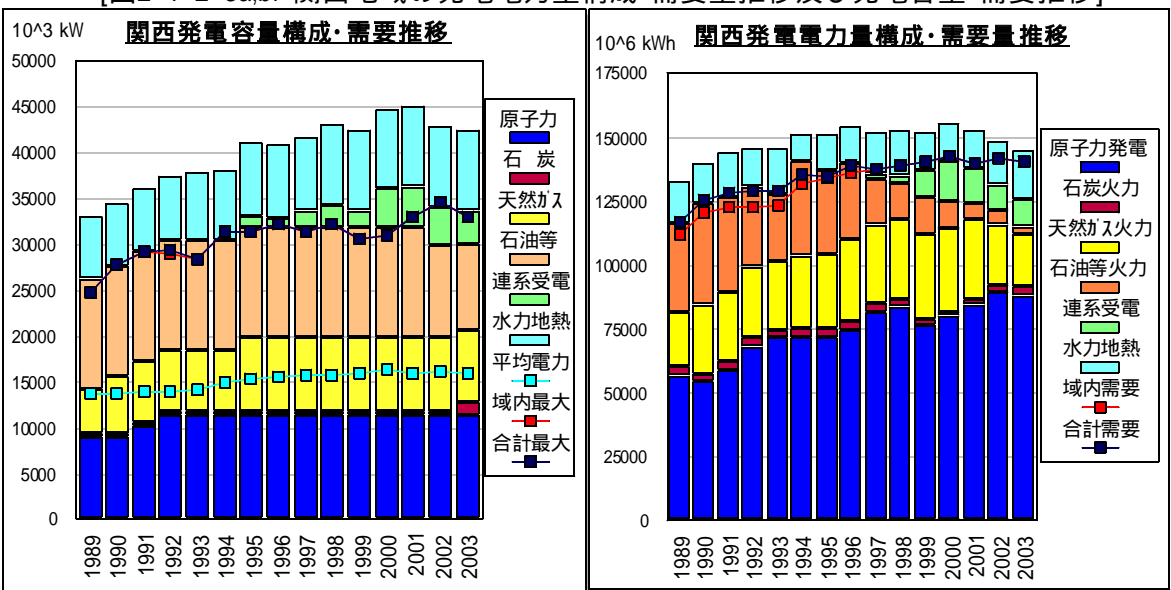
[図2-1-2-1a,b. 中部地域の発電電力量構成・需要量推移及び発電容量・需要推移]



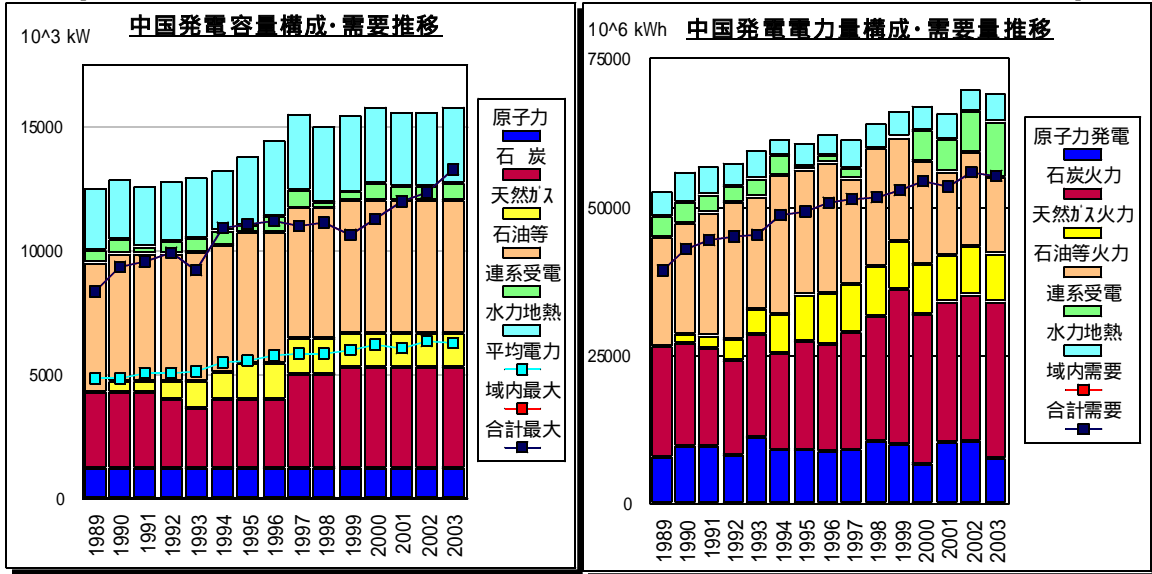
[図2-1-2-2a,b. 北陸地域の発電電力量構成・需要量推移及び発電容量・需要推移]



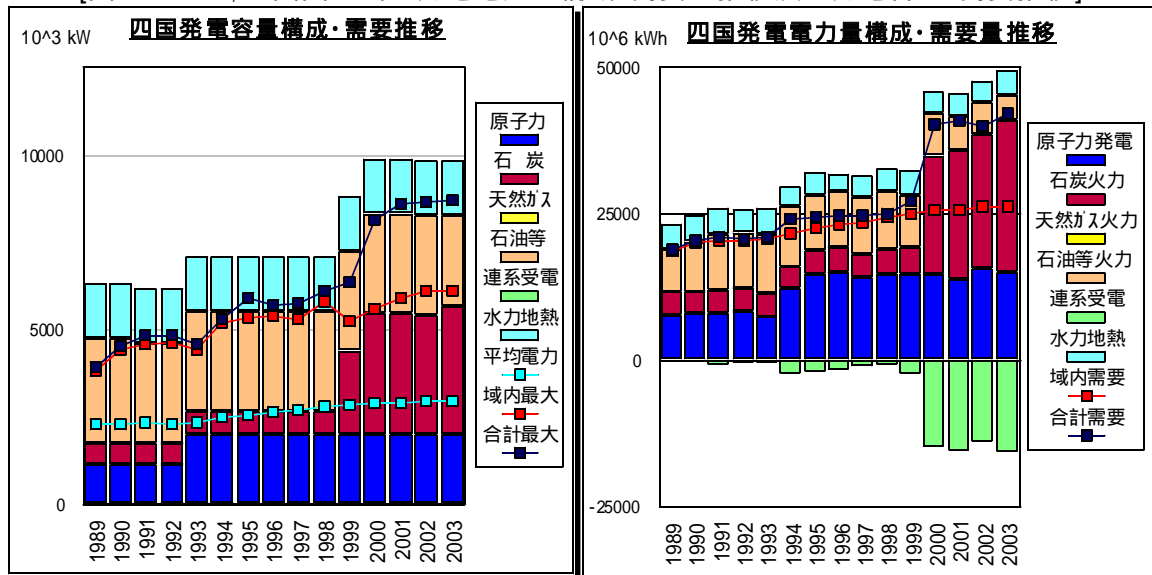
[図2-1-2-3a,b. 関西地域の発電電力量構成・需要量推移及び発電容量・需要推移]



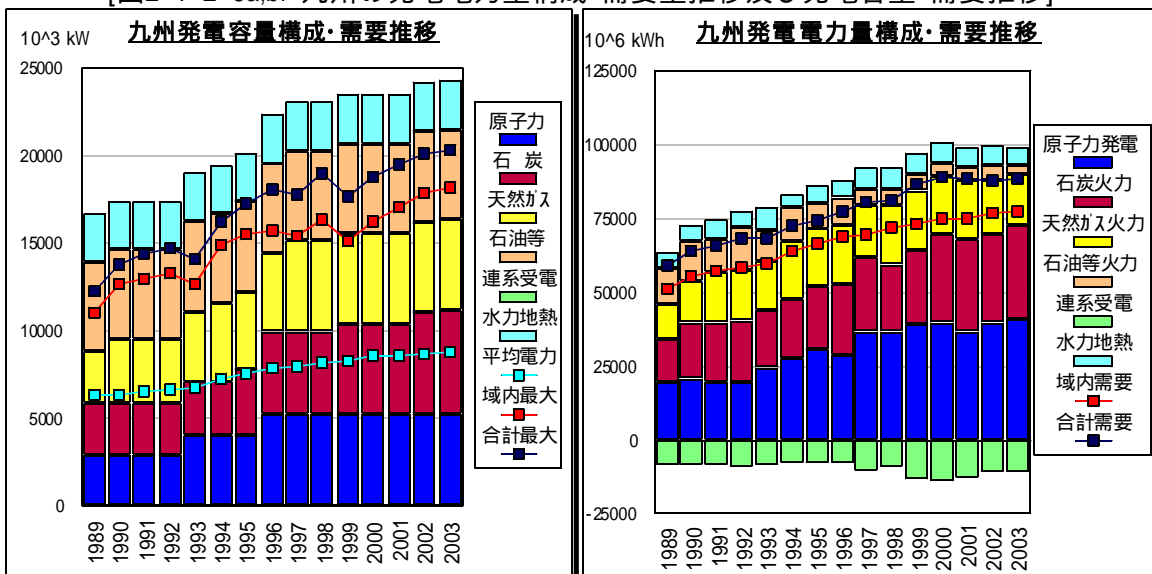
[図2-1-2-4a,b. 中国地域の発電電力量構成・需要量推移及び発電容量・需要推移]



[図2-1-2-5a,b. 四国地域の発電電力量構成・需要量推移及び発電容量・需要推移]



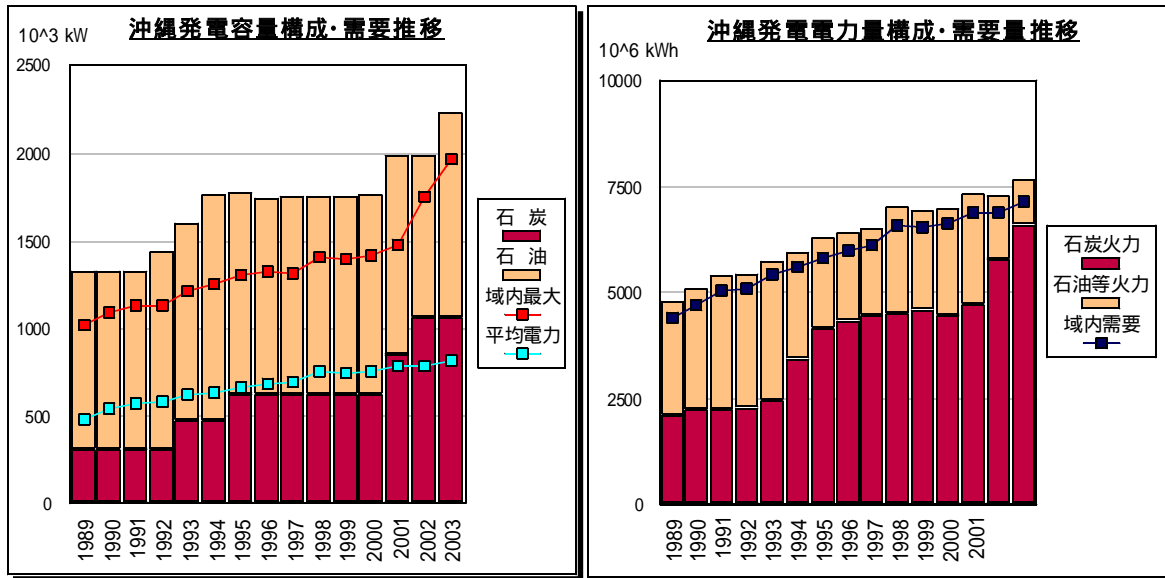
[図2-1-2-6a,b. 九州の発電電力量構成・需要量推移及び発電容量・需要推移]



(参考) 沖 縄

沖縄においては地形的に水力発電・原子力発電が困難であったことから石油火力と石炭火力により供給が行われている。1994年度以降具志川(312MW)、電源開発・金武(220MW)の両石炭火力の建設・運転開始に伴い石油火力の稼働率を低下させてきており、発電電力量に占める石炭火力発電の比率が増加している。沖縄では現在LNG火力(480MW)の建設準備が進められており、今後LNGで石油火力発電を代替していく予定である。

[図2-1-2-7a,b. 沖縄の発電電力量構成・需要量推移及び発電容量・需要推移]



2-2. 地域間連系送電系統の立地と電源立地の地理的因果関係

2-2-1. 東日本地域(50Hz)

1990年度と2001年度を対比して、東日本地域の電源立地と連系送電設備の建設・整備の地理的関係を見た場合、石炭火力発電又は原子力発電からの発電所系統として送電系統が建設・増設され、さらに首都圏の都市外輸系統が増設されていることがわかる。

2-2-2. 中日本地域(60Hz)

1990年度と2001年度を対比して、中日本地域の電源立地と連系送電設備の建設・整備の地理的関係を見た場合、北陸における石炭火力発電や原子力発電の建設に伴い地域境界を跨いだ大規模な発電所系統が建設・増設され、さらに関西圏・中部圏で都市外輸系統の増設が行われていることがわかる。

東日本地域との関係では、中部-東京間の周波数変換設備(FC)が殆ど増設されていない一方、西日本地域との関係では、中国・四国・九州での石炭火力発電や原子力発電の建設に伴い大規模な地域間連系系統が新增設されて接続されている。

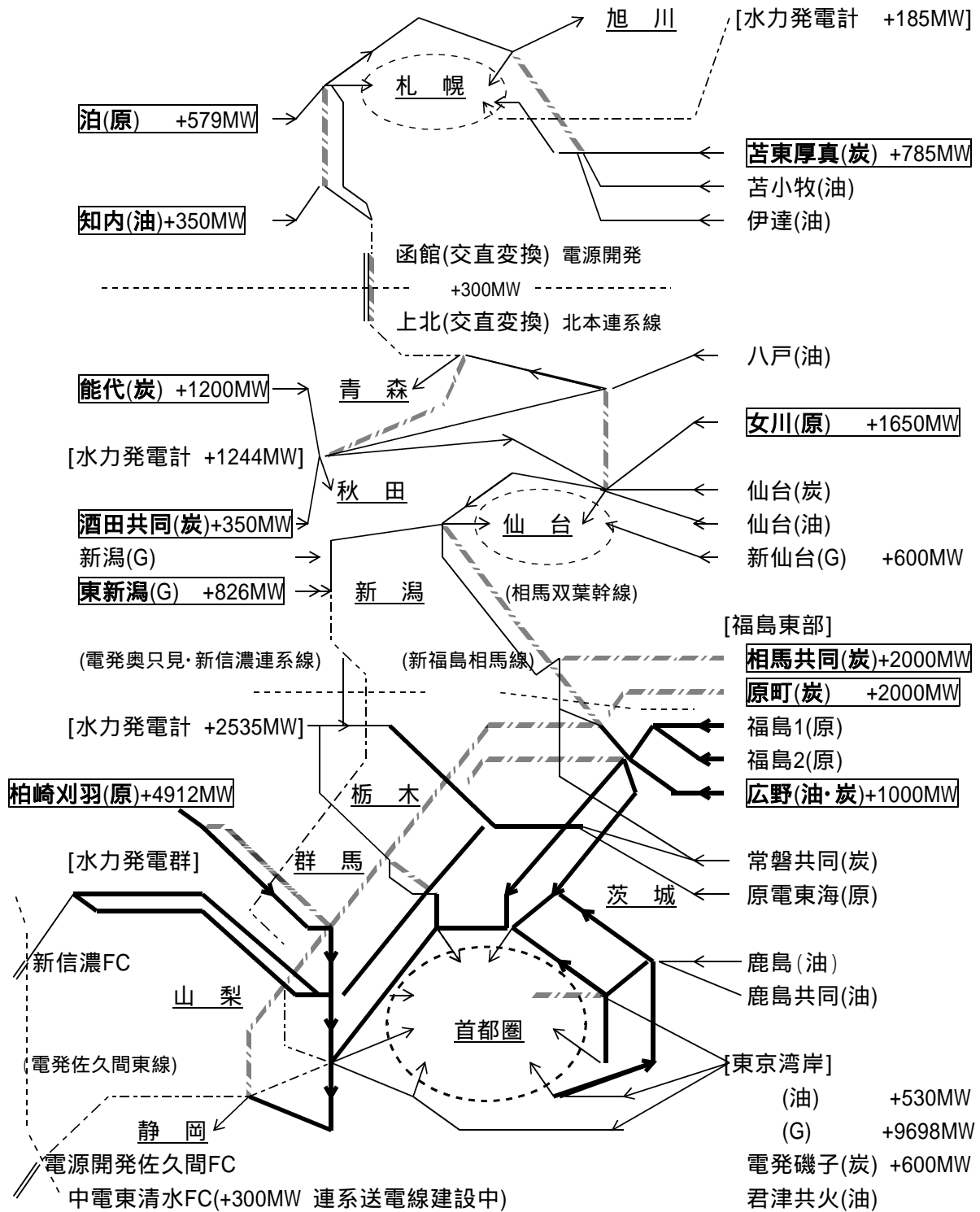
2-2-3. 西日本地域(60Hz)

1990年度と2001年度を対比して、西日本地域の電源立地と連系送電設備の建設・整備の地理的関係を見た場合、各地域において特徴的な送電系統の整備が行われている。

九州においては石炭火力発電と原子力発電の増設に伴い発電所系統が局所的に整備されている。四国においては石炭火力発電と原子力発電の建設に伴い地域境界を跨いだ海底・海上の大規模な地域間連系系統が建設・増設されている。中国においては中国地域全体の安定性制約を解消するため、大規模な外輸系統(山崎智頭線)が増設されている。

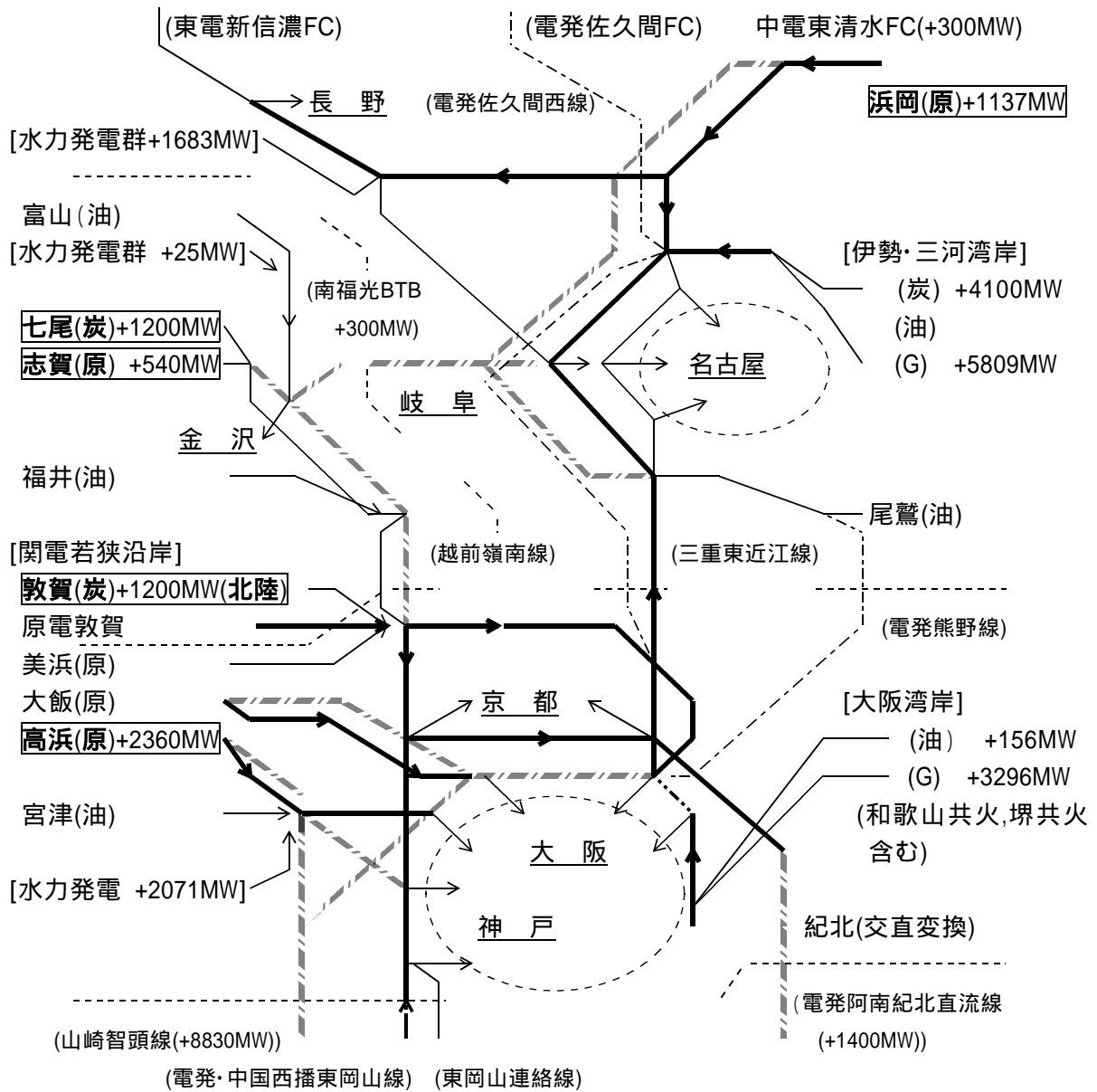
(図2-2-1-1. ~ 2-2-1-3. を挿入)

[図2-2-1-1. 1990年度以降整備された送電系統と発電容量の変化/東日本(50Hz)]



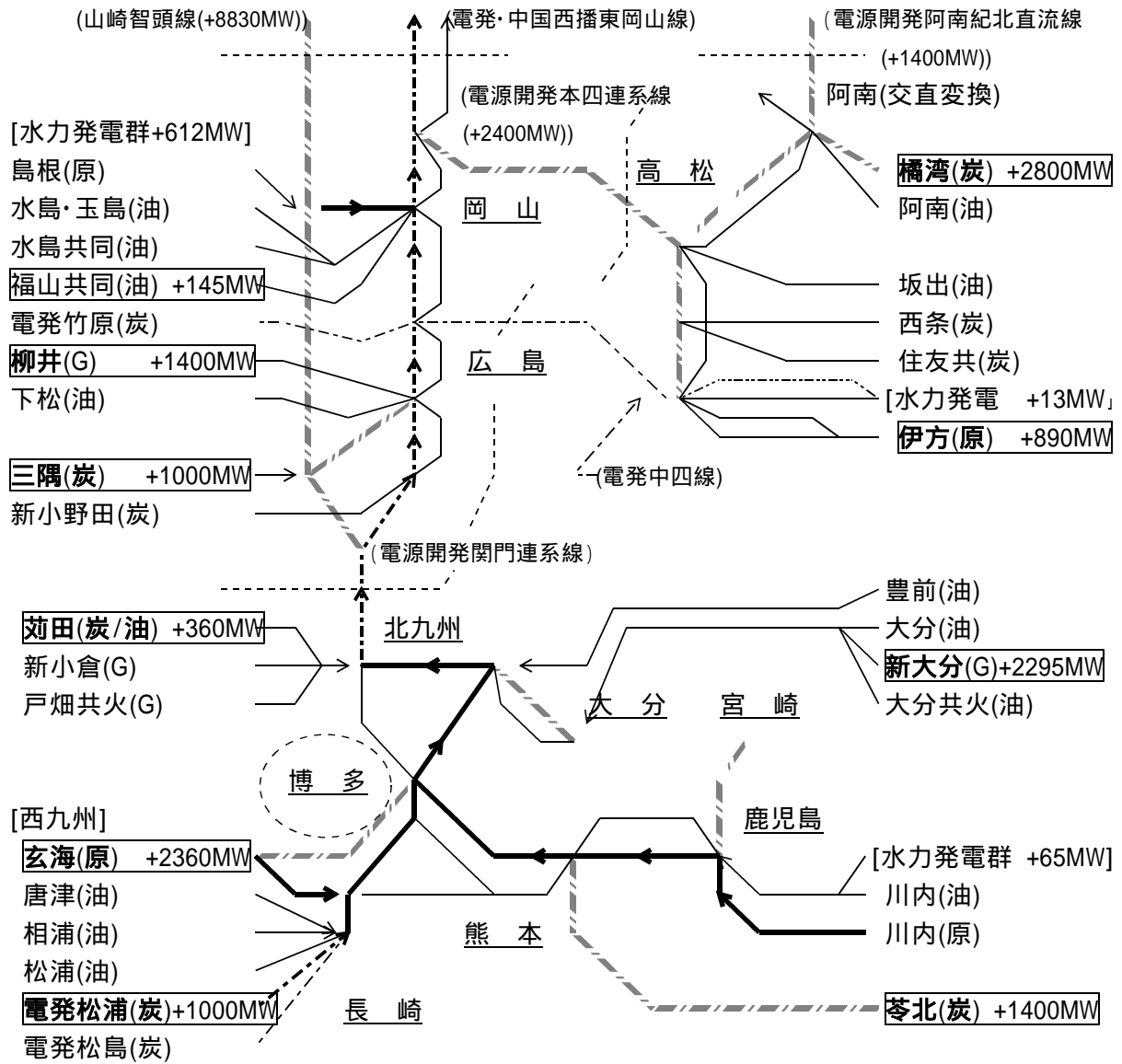
記号解説	— 500kV送電線	主要変電・開閉所	周波数・交直変換設備
	— 275-187kV送電線	— 直流送電線	----- 電源開発保有線
	— 1990-2001年の間に建設・増強された送電線		— 同主要変電所
	原町(炭)+2000MW		1990~2001年の間に建設・増強された発電所

[図2-2-2-1. 1990年度以降整備された送電系統と発電容量の変化/中日本(60Hz)]



記号解説	— 500kV送電線	主要変電・開閉所	周波数・交直変換設備
	— 275-187kV送電線	— 直流送電線	----- 電源開発保有線
	--- 1990-2001年の間に建設・増強された送電線		同主要変電所
	高浜(原)+2360MW	1990~2001年の間に建設・増強された発電所	

[図2-2-3-1. 1990年度以降整備された送電系統と発電容量の変化/西日本(60Hz)]



記号解説	— 500kV送電線	主要変電・開閉所	周波数・交直変換設備
	— 275-187kV送電線	— 直流送電線	----- 電源開発保有線
	--- 1990-2001年の間に建設・増強された送電線		同主要変電所
	□ 苓北(炭) +1400MW		1990~2001年の間に建設・増強された発電所

2-3. 地域間連系送電と地域別電源構成との相関分析

2-3-1. 分析の手法と考え方

ここまでの分析においては、地域間連系送電と電源構成の推移を地域別に対比し、また地理的に対比することにより両者の関係を定性的に分析してきたが、以下では統計的手法により定量的に地域間連系送電と電源構成の相関を分析する。

2-1. 及び 2-2. での分析をもとに、各地域の8月最大地域間連系送電(kW)、地域間連系送電量(kWh)が、それぞれ当該地域の電源種別発電容量(kW)、電源種別発電電力量(kWh)などを説明変数として回帰分析し、t検定により95%有意水準を満たす係数をもつ説明変数を抽出することにより分析を行った。推計期間はいずれも1989～2003年度である。

さらに、各地域の1989～2003年度の地域間連系送電を、同地域・期間の主要電源別容量・電源別発電電力量などでパネルデータ分析の手法による相関関係の分析を行った。

分析の便宜上、各地域内の卸電力事業者の発電所は各地域の一般電気事業者の電源種別発電容量(kW)、電源種別発電電力量(kWh)に加算して分析を行った。

[式2-3-1-1. 地域間連系送電と地域別電源構成の相関分析]

[地域別]

$$T_j = \sum_i (a_{ij} * E_{capij}) + E_{oj} + u_j \quad \dots 1) \text{ (送受電容量回帰分析式)}$$

T_j : j地域の8月最大送受電電力(+:送電/-:受電) (10³kW)
 E_{capij} : j地域の電源iの発電容量 (10³kW)
 a_{ij} : j地域・電源iに関する係数
 E_{oj} : j地域の送受電電力の定数項 (10³kW)
 u_j : 誤差項

$$G_{tj} = \sum_i (b_{ij} * G_{ij}) + G_{oj} + w_j \quad \dots 2) \text{ (送受電電力量回帰分析式)}$$

G_{tj} : j地域の送受電電力量(+:送電/-:受電) (10⁶kWh)
 G_{ij} : j地域の電源iの発電電力量 (10⁶kWh)
 b_{ij} : j地域・電源iに関する係数
 G_{oj} : j地域の送受電電力量の定数項 (10⁶kWh)
 w_j : 誤差項

[全 域]

$$T_j = \sum_i (a_{ij} * E_{capij}) + \sum_j (c_j * D_j) + E_o + u_j \quad \dots 3) \text{ (送受電容量パネルデータ分析式)}$$

T_j : j地域の8月最大送受電電力(+:送電/-:受電) (10³kW)
 E_{capij} : j地域の電源iの発電容量 (10³kW)
 a_{ij} : j地域・電源iに関する係数
 D_j : 地域別ダミー変数 (0/1)
 c_j : j地域ダミーに関する係数
 E_o : 送受電電力の定数項 (10³kW)
 u_j : 誤差項

$$G_{tj} = \sum_i (b_{ij} * G_{ij}) + \sum_j (d_j * D_j) + G_o + w_j \quad \dots 4) \text{ (送受電電力量パネルデータ分析式)}$$

G_{tj} : j地域の送受電電力量(+:送電/-:受電) (10⁶kWh)
 G_{ij} : j地域の電源iの発電電力量 (10⁶kWh)
 b_{ij} : j地域・電源iに関する係数
 D_j : 地域別ダミー変数 (0/1)
 d_j : j地域ダミーに関する係数
 G_o : 送受電電力量の定数項 (10⁶kWh)
 w_j : 誤差項

2-3-2. 8月最大送受電容量(kW)に関する相関分析の結果

8月の最大需要期における地域間連系送受電電力(kW)と電源別発電容量構成との関係を地域別に見た場合、送電となっている地域(四国・九州・東北・北陸・北海道)については、

送電容量と石炭火力発電の設備容量との間に正の相関があることが観察される。パネルデータ分析の結果も同様の傾向を示しており、1990年代において石炭火力発電設備が新增設された地域では、他地域への送電が増加する傾向にあったことが観察される。

一方、受電となっている地域において、8月の最大需要期における地域間連系受電電力(kW)と特定の電源の発電容量構成との間に相関は見られない。パネルデータ分析において水力地熱発電に負、石油火力発電に正の相関が見られる理由は、東京・関西など受電が卓越する地域では、1990年代を通じて相対的に大規模な揚水発電所の整備が進められる一方、老朽石油火力発電所の休廃止が進められたことを反映していると考えられる。

[表2-3-2-1. 地域間8月最大連系送(受)電(kW)と電源種別発電容量(kW)の関係]
(地域別、2003年度送(受)電電力量順、太字は95%有意)

aij	原子力	石炭	天然ガス	石油他	水力地熱	定数項	R ²
[送電]							
四国	+0.145	+0.742	--	+0.480	+8.606	-15736	0.966
(t値)	(+0.746)	(+8.977)		(+0.429)	(+0.712)	(-64.71)	
九州	+0.297	-0.039	+0.107	--	+6.353	-17514	0.840
(t値)	(+1.302)	(-0.170)	(+0.318)		(+0.834)	(-71.09)	
東北	+0.840	+0.697	+0.951	-3.407	-2.899	+29276	0.914
(t値)	(+2.385)	(+2.287)	(-1.033)	(-1.527)	(-1.903)	(+71.98)	
北陸	+0.314	+0.137	--	-0.106	+12.03	-31880	0.889
(t値)	(+1.246)	(+1.988)		(-0.641)	(+1.774)	(-241.9)	
北海道	--	-0.037	--	-0.707	+0.257	+1104.7	0.522
(t値)		(-0.283)		(-2.079)	(+0.331)	(+8.360)	
[受電]							
中部	-0.338	+0.113	-0.131	-0.080	+0.131	+1390.2	0.308
(t値)	(-0.921)	(+0.603)	(-1.277)	(-0.348)	(+0.472)	(+3.496)	
中国	--	-0.003	-0.229	+2.560	-0.385	-12686	0.132
(t値)		(-0.018)	(-0.669)	(+0.860)	(-0.543)	(-65.94)	
関西	+0.780	+0.780	-0.236	+0.613	-2.058	+546.37	0.856
(t値)	(+1.647)	(+1.647)	(-0.318)	(+6.670)	(-2.860)	(+0.634)	
東京	-0.360	-0.745	-0.003	-0.324	+0.025	+7761.8	0.800
(t値)	(-2.459)	(-2.077)	(-0.030)	(-1.262)	(+0.045)	(+16.85)	

表注) * -- は当該地域に存在しない電源、観測期間内に変化がなく計測できない電源を示す。

[表2-3-2-2. 地域間8月最大連系送(受)電(kW)と電源種別発電容量(kW)の関係]
(パネルデータ分析結果、+送電/-受電)

aij	原子力	石炭	天然ガス	石油他	水力地熱	R ²			
	+0.053	+0.601	+0.043	+0.282	-1.222	0.8991			
(t値)	(+0.614)	(+11.07)	(+0.680)	(+2.189)	(-7.071)				
(p値)	(0.540)	(0.000)	(0.500)	(0.032)	(0.000)				
		***		**	***				
cj	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州(定数)
	-599.8	+4334	+1808	+2660	+866.2	+2553	-1652	+123.3	+956.3
(t値)	(-1.010)	(+5.932)	(+1.252)	(+3.095)	(+1.552)	(+1.933)	(-4.817)	(+0.258)	(+1.082)
(p値)	(0.315)	(0.000)	(0.213)	(0.003)	(0.123)	(0.056)	(0.000)	(0.797)	(0.282)
		***		***		*	***		

表注) * は90%有意、** は95%有意、*** は99%有意水準にあることを示す。

2-3-3. 送受電電力量(kWh)に関する相関分析の結果

地域間連系送受電量(kWh)と電源別発電電力量構成との関係については、送電となっている地域(四国・九州・東北・北陸)については、全て送電電力量と石炭火力発電の発電電力量が正の相関にあり、他地域への送電を主として石炭火力発電により行っていることが推定される。

一方、受電となっている地域(東京・関西・中国)では、受電電力量(負)と石油等火力発電の発電電力量が正の相関にあり、他地域からの受電電力量により石油等火力発電を置換していることが推定される。

[表2-3-2-3. 地域間連系送(受)電量(kWh)と電源種別発電電力量(kWh)の関係]
(地域別、2003年度送(受)電電力量順、太字は95%有意)

bij	原子力	石炭	天然ガス	石油他	水力地熱	定数項	R ²
[送電]							
四国	+0.067	+0.900	--	+0.862	-0.418	-9823.0	0.988
(t値)	(+0.642)	(+8.405)		(+1.732)	(-0.654)	(-11.54)	
九州	+0.242	+0.448	+0.087	+0.738	+1.090	-22868	0.775
(t値)	(+1.405)	(+2.697)	(+0.351)	(+1.771)	(+2.187)	(-18.22)	
東北	-0.518	+0.320	+0.885	-0.993	-2.899	-16247	0.984
(t値)	(-2.088)	(+3.979)	(+2.737)	(-2.390)	(-1.903)	(-13.47)	
北陸	+0.788	+0.462	--	+0.643	+0.701	-15659	0.897
(t値)	(+4.295)	(+3.896)		(+2.237)	(+2.239)	(-22.44)	
北海道	-0.062	-0.115	--	-0.128	+0.278	+4166.2	0.586
(t値)	(-0.615)	(-1.737)		(-1.851)	(-0.686)	(+12.49)	
[受電]							
中部	-0.033	+0.148	+0.146	+0.274	+0.489	-29315	0.308
(t値)	(-0.385)	(+1.078)	(+1.593)	(+1.695)	(+1.839)	(-25.07)	
中国	+1.114	+1.757	+0.679	+0.578	+3.931	-79510	0.924
(t値)	(+4.783)	(+7.389)	(+3.936)	(+3.124)	(+5.841)	(-82.26)	
関西	+0.340	+2.623	+0.119	+0.800	+1.009	-72569	0.935
(t値)	(+1.233)	(+0.856)	(+0.378)	(+2.516)	(+1.527)	(-27.62)	
東京	+0.107	+0.774	-0.193	+0.488	+0.284	-23359	0.963
(t値)	(+1.742)	(+1.773)	(-2.985)	(+3.582)	(+0.805)	(-14.80)	

表注) * -- は当該地域に存在しない電源、観測期間内に変化がなく計測できない電源を示す。

[表2-3-2-4. 地域間連系送(受)電量(kWh)と電源種別発電電力量(kWh)の関係]
(パネルデータ分析結果、+送電/-受電)

bij	原子力	石炭	天然ガス	石油他	水力地熱	R ²			
	+0.153	+0.607	-0.059	+0.588	+0.636	0.9071			
(t値)	(+4.355)	(+18.88)	(-1.349)	(+10.97)	(+3.469)				
(p値)	(0.000)	(0.000)	(0.180)	(0.000)	(0.001)				
	***	***		***	***				
dj	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州(定数)
	+3440	-14716	-34246	-35337	+2580	-19976	-13389	+7123	-17204
(t値)	(+1.900)	(-7.233)	(-4.522)	(-7.448)	(+1.393)	(-5.648)	(-11.12)	(+4.243)	(+6.281)
(p値)	(0.060)	(0.000)	(0.000)	(0.000)	(0.166)	(0.000)	(0.000)	(0.000)	(0.000)
	*	***	***	***		***	***	***	***

表注) * は90%有意、** は95%有意、*** は99%有意水準にあることを示す。

3. 日本の発電・送電費用構成と電源・送電系統立地の定量的分析

3-1. 電源・送変電系統立地に関する基礎的モデル

3-1-1. 発電・送配電の費用と電源立地形態の分類

一般に、電気事業者が需要家に電気を送電して供給する場合、需要地での配電網は既に存在するものとする、新たに発電所を建設して送電する場合と既設の発電所から送電する場合に分けることができる。さらにそれぞれについて送電系統を新設する場合と送電系統が既設の場合に分かれ、また発電所と送電系統を新設する場合には既存発電所や送電系統を置換する場合か否かに分けられる。

以下当該分類に従って発電・送電費用と電源立地の関係をモデル化して分析する。

[図3-1-1-1. 発電・送電の形態と分類]

- 1- 新設発電所からの送電
 - 1) 発電所を新設、送電系統も新設
 - 2) 発電所を新設、送電系統も新設(既設発電所・既設送電系統を置換)
 - 3) 発電所を新設、送電系統は既設
- 2- 既設発電所からの送電
 - 1) 送電系統を新設、発電所は既設
 - 2) 送電系統を新設、発電所は既設(他の既設発電所・既設送電系統を置換)

3-1-2. 発電所を新設する場合

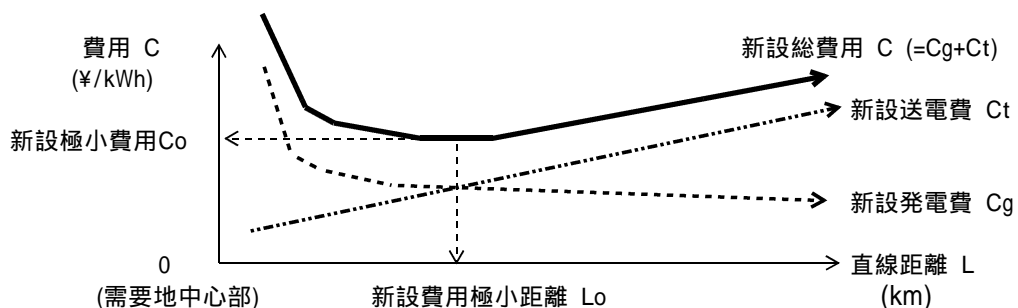
1) 発電所・送電系統とも新設の場合

需要地中心部から発電所立地点迄の直線距離を L とした場合、一般に発電所を建てるために必要な土地の地価や周辺対策・環境整備費は地方部の方が廉価であり、一方、送電系統は長さ按比例して建設費や保守・維持費がかかるため、発電所の固定費(建設費)は L の減少関数、送電系統の固定費は L の増加関数となる。

従って、特定の種類の電源と送電系統を全く新規に立地する際には、極小費用 C_0 を与える需要地からの直線距離 L_0 が必ず存在することとなり、費用最小化の原則に従った経営がなされる限り、新規の発電所の立地点は当該極小費用となる距離の近傍で、かつ用地と冷却水が入手可能な海岸線上の地域に発電所が立地されることとなる。

電源別に見た場合、発電所の用地面積が大きく周辺対策・環境整備費、大気汚染防止など各種の環境規制への対応費用が相対的に嵩む原子力発電や石炭火力発電は、LNG複合火力発電などと比べ当該距離 L_0 は遠くなるのが推察され、一般電気事業者によっては自社の供給区域内に立地ができない場合も起こり得ることとなる。

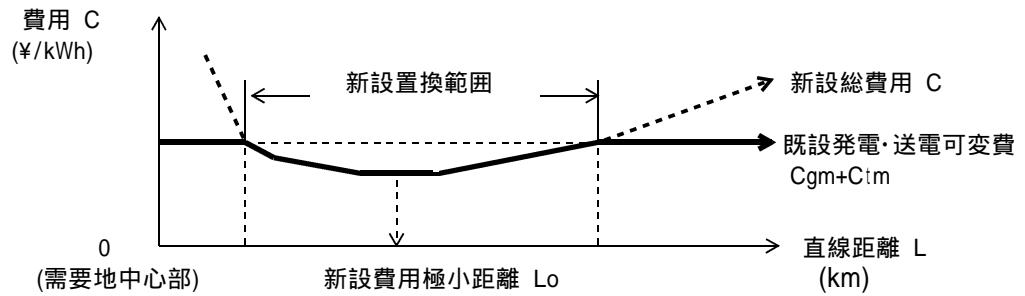
[図3-1-2-1. 需要地から新規立地点迄の距離と発電・送電費用(発電所・送電系統とも新設の場合)]



2) 既設発電所・送電系統を新設発電所・送電系統で置換する場合

発電所から需要地迄の送電系統が既に存在している地域において、新たに発電所と送電系統を新設して置換・競合しようとする場合には、既設発電所(・送電系統)の可変費よりも、新設される発電所・送電系統の発電費と送電費を合わせた総費用の方が小さければ、当該条件に該当する既設の発電所・送電系統は廃止され、ある距離範囲内に発電所・送電系統が新設されることとなる。

[図3-1-2-2. 需要地から新規立地点迄の距離と発電・送電費用(既設発電所・送電系統置換の場合)]

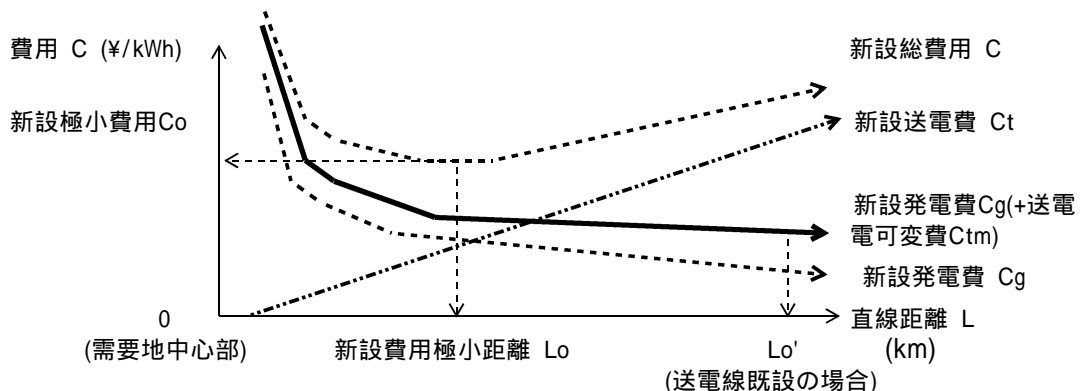


3) 送電系統が既設で発電所を新設する場合

何らかの理由により需要地迄の送電容量に余裕がある系統が既に存在する状況下で発電所のみを新設する際には、送電費用の固定費部分がなくなるため、新設の場合よりもさらに遠い点が費用極小を与える距離となると考えられる。従って、送電系統既設の条件下では、発電所の立地点に関する選択の自由度は飛躍的に拡大し、既設送電系統の沿線に発電費用のみの最小化の原則に従い電源が選択されて新設されることとなる。^{*2}

また、いわゆる「郵便切手方式」による託送料金など送電費用が事実上送電距離と無関係に決まる制度の下でも、送電容量に余裕がある場合には同様の結果となり、発電費用のみの最小化により極めて離れた地域に電源が立地されることが予想される。さらに、新設される発電所の発電費が既設発電所の可変費よりも小さくなっている場合には、当該新設発電所は既設発電所を置換して供給を行うこととなる。

[図3-1-2-3. 需要地から新規立地点迄の距離と発電・送電費用(送電系統既設の場合)]



*2 送電線の先行設置による電源立地の自由度の拡大については、第二次世界大戦直後や高度成長期の電力不足期に、国が特殊会社「電源開発」を通じ技術的困難を伴う地域間連系送電設備の建設・整備を進めてきた理由の1つであった。この結果、古くは大規模水系の水力発電総合開発、最近では遠隔地での大規模な原子力発電所・石炭火力発電所の建設や本州-北海道連携線などの整備が促進されたが、反面稼働率の低い地域間連系系統を多数創り出す遠因となったと考えられる。

3-1-3. 発電所が既に存在する場合

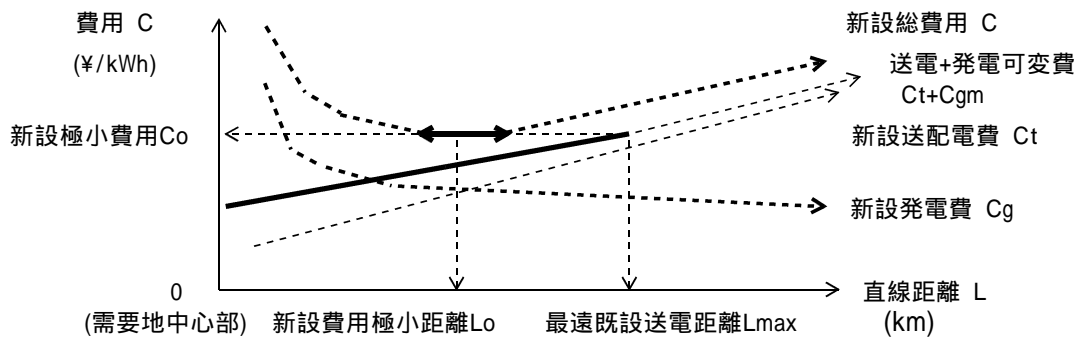
1) 既設発電所から送電システムを新設する場合

複数の発電所が既に存在している地域において、新たな需要が生じた場合、発電所-需要地間の送電システムを新設する必要があるが、この際、一定の距離以内ならば、需要地迄の送電費と、発電費のうち可変費を合計した費用が最小となるような既設の発電所から、当該需要地迄の区間に送電システムを整備することが費用最小となる。

しかし、既設発電所からの平均送電費と発電費の可変費の和が、発電所・送電システムを新設した場合の極小費用 C_0 と等しくなる「最遠既設送電距離 L_{max} 」を上回る距離に既設発電所があった場合、新設費用最小距離 L_0 の地点に発電所・送電システムを新設の方が費用が小さくなるため、既設発電所があまりにも離れている場合には送電システムのみの新設ではなく発電所・送電システムとも新設されることとなる。

発電所の固定費は必ず正なので、新設総費用 $C >$ 送電+発電可変費 C_t+C_{gm} であり、従って必ず[最遠既設送電距離 L_{max}] $>$ [新設費用極小距離 L_0]である。

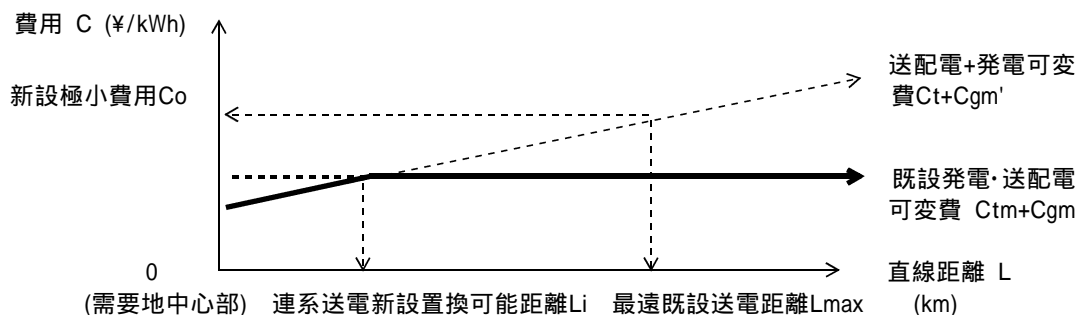
[図3-1-3-1. 需要地から既設発電所迄の距離と発電・送電費用(送電システム新設の場合)]



2) 既設発電所から送電システムのみを新設し、既設発電所・既設送電システムを置換する場合

発電所から需要地迄の送電システムが既に存在している地域において、他地域の既存発電所から送電システムのみを新設してこれを置換する際には、当該地域の既設発電所の可変費より、送電しようとする他地域の発電所の可変費が廉価であり、かつ両者の差が新設送配電費の固定費以上となる場合、すなはち「連系送電新設置換可能距離 L_i 」以内の範囲にある場合にのみ、他地域の既存発電所から送電システム(連系送電システム)を整備して送電することが費用最小となる。それ以外の場合には、当該地域の既存発電所から当該地域の既存送電システムで送電することが費用最小となる。発電所・送配電設備の固定費は必ず正なので、新設極小費用 $C_0 >$ 既設発電・送配電可変費 $C_{tm}+C_{gm}$ となり、[連系送電新設置換可能距離 L_i] $<$ [最遠既設送電距離 L_{max}]である。

[図3-1-3-2. 需要地から既設発電所迄の距離と発電・送電費用(既設発電所・送電システム置換の場合)]



3-2. 地域別発電費用構成の推計

3-2-1. 電源別発電費用の考え方

1) 発電所を新設する場合

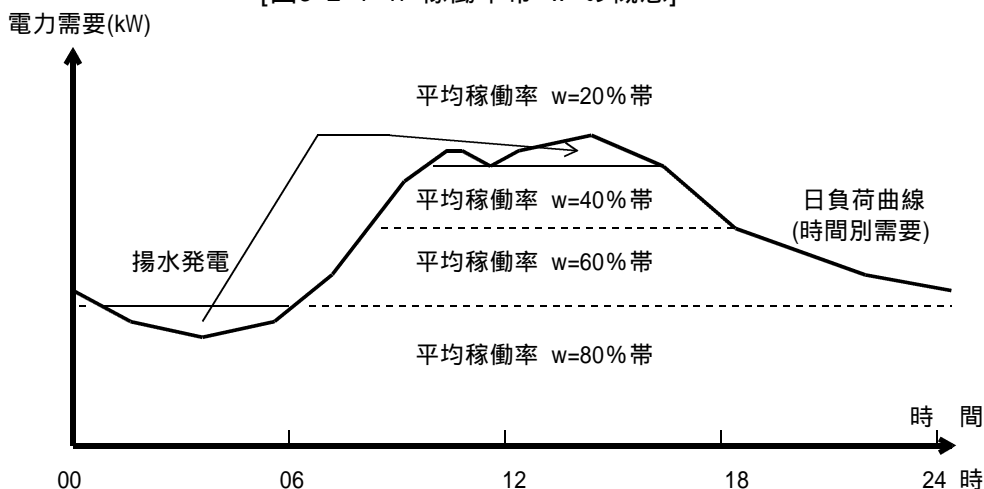
将来に向けて発電所建設を進めている段階では、当該発電所の耐用年数内に想定される電力需要を、いわゆる「ベース」「ミドル」「ピーク」などの稼働率帯別にどの電源で賄うことが最廉価となるか、ということが電源整備の基本的命題となる。

この場合、電力需要に対応する稼働率帯別に、電源種類毎の建設費、燃料費、操業経費の全経費を考慮した耐用年数内の平均発電費用を新設・増設別に試算し、平均発電費用が廉価な電源から各稼働率帯別に順次整備すべき電源を決定し投資していけば、長期的な発電費用の極小化が達成されていくものと考えられる。

従って、ある時点でどの電源を新規に建設すべきか、という問題は、その時点で想定される将来の電力需要に対して、稼働率 w を変数とした各電源別の現在価値換算した平均発電費用を試算・比較し、発電費用の最小化が図られるような電源を新規に建設・整備すればよい、ということに帰着することがわかる。

ここで、揚水発電については、他の電源による電力を用いた揚水発電による供給の総費用と、揚水発電を用いずに火力発電により供給した際の費用を相互に比較することにより、最適解を与えることとなる。

[図3-2-1-1. 稼働率帯 "w" の概念]



[式3-2-1-1. 電源別平均発電費用の計算]

$$\begin{aligned}
 Ca(w) &= (Cv_i(w) + Cf_i) / G_i(w) \\
 Cv_i(w) &= \sum_t (E^* H^* w^* ((F_i(t)^* j / e_i) + L_i)^* \quad \text{①} (1+r)^{-ti}) \\
 Cf_i &= E^* P_i / ti^* \quad \text{②} ((1+r)^{-ti}) \\
 G_i(w) &= E^* H^* w \\
 Ca(w) &= \sum_t (((F_i(t)^* j / e_i) + L_i)^* \quad \text{③} (1+r)^{-ti}) \\
 &\quad + P_i / (ti^* H^* w)^* \quad \text{④} ((1+r)^{-ti})
 \end{aligned}$$

- Ca(w) ; 電源i の稼働率 w 時の計画時点換算平均発電費用(円/kWh)
- Cv_i(w) ; 電源i の稼働率 w 時の換算可変費(燃料費,操業費)(円)
- Cf_i ; 電源i の換算固定費(資本費) (円)
- G_i(w) ; 電源i の稼働率 w 下での発電電力量 (kWh)
- w ; 当該電源の年平均稼働率 (0<w<1)
- E ; 当該電源の発電容量 (kW)
- H ; 年間時間数 (365.2422day*24hour/年(定数))

r	;	長期割引率	(=3.0%(前提条件))
j	;	換算係数	(MJ/kWh:	=3.6(定数))
P _i	;	電源 _i の建設費用	(円/kW)	(電源毎に一定)
F _i (t)	;	電源 _i の時点 t の燃料費	(円/MJ)	(前提条件)
e _i	;	電源 _i の発電効率	(0<e _i <1)	(電源毎に一定)
L _i	;	電源 _i の操業経費	(円/kWh)	(電源毎に一定)
t _i	;	電源 _i の実耐用年数	(年)	(電源毎に一定)
t _l	;	電源 _i の法定耐用年数	(年)	(電源毎に一定)

2) 既設発電所を運用する場合

発電所が落成した後では、固定費部分は当該企業全体の負債の一部となり、電源種類毎や発電所毎に管理する意味はないため、個別発電所の運用において考慮すべき要素は限界費用(可変費)のみとなる。

電源種類毎の限界発電費用C_{mi}の式から明らかとなり、落成時点以降の電源種類毎の発電所の運用は、稼働率wと無関係に、エネルギー価格と発電効率に従った燃料費と、排煙脱硫費用などの操業可変費を合計した可変費を基本に決定される。

従って、原理的には、需要形態と負荷追従限度の制約の範囲内で限界発電費用が最も小さい電源から順に最大容量限度まで高い稼働率で運転させていくことが、発電費用の極小化の要件を満たす最適な運用となる。

現実には、各電源の負荷追従特性や起動停止要件など技術的制約があること、電力の日負荷曲線は地域毎・季節毎・時間帯毎に複雑に変化することから、モデルで想定しているよりなお複雑な運用が行われている。

[式3-2-1-2. 電源別限界発電費用の計算]

$$\begin{aligned}
 C_{m_i}(w,t) &= C_{v_i}(w,t) / G_i(w) \\
 &= d (C_{v_i}(w) + C_{f_i}.) / dw * dw/dG_i \\
 C_{v_i}(w,t) &= E * H * w * (F_i(t) * j / e_i) + L_i \\
 G_i(w) &= E * H * w \\
 dC_{v_i}(w) / dw &= E * H * ((F_i(t) * j / e_i) + L_i) \\
 dw/dG_i &= 1 / (E * H) \\
 C_{m_i}(w,t) &= d (C_{v_i}(w) + C_{f_i}.) / dw * dw/dG_i \\
 &= (F_i(t) * j / e_i) + L_i \\
 C_{m_i}(t) &= (F_i(t) * j / e_i) + L_i
 \end{aligned}$$

C _{m_i} (t)	;	時点t の電源 _i の限界発電費用 (円/kWh)
j	;	換算係数 (MJ/kWh: =3.6(定数))
F _i (t)	;	電源 _i の燃料費 (円/MJ) (前提条件)
e _i	;	電源 _i の発電効率 (0<e _i <1) (電源毎に一定)
L _i	;	電源 _i の操業可変費 (円/kWh) (電源毎に一定)

3-2-2. 「一般的な」電源別発電費用の試算

3-2-1. の考え方に従い、一般電気事業者の1989～2003年度の財務諸表上の数値と設備容量の推移から推計される固定費・可変費と、2003年度現在のエネルギー源別輸入価格を用いて、2003年度時点での電源別の平均発電費用・限界発電費用を試算した。

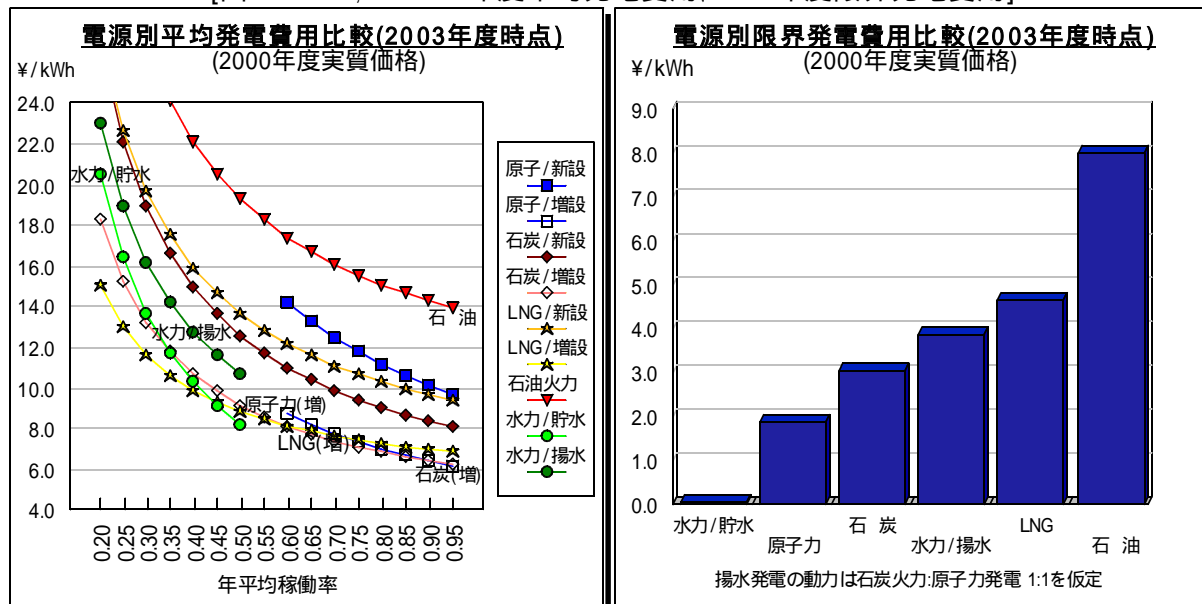
平均発電費用については、発電所の建設費は既に用地取得が済み港湾・道路などのインフラ設備がある程度整っているところに増設を行う場合と、全くの新規地点に発電所を増設する場合には、発電所の建設費用が大きく異なるので、新設と増設に分けて試算を行っている。

限界発電費用については、当然に輸入燃料価格の変動の影響を受けるため、その大小

関係は時々刻々変化する性質のものであるが、便宜上2003年度の平均エネルギー源別輸入価格によって試算を行っている。

ここでは、電源別の平均発電費用・限界発電費用の大きな傾向を見るために、地価の格差などはまだ考慮せず、各電源が一律に2003年度に運転開始するものと仮定した「一般的な」状態での比較を行っていることに留意ありたい。

[図3-2-2-1.,-2. 2003年度平均発電費用、2003年度限界発電費用]



[表3-2-2-1. 2003年度耐用年平均発電費用・限界発電費用の算定基礎数値]

(2000年度実質)	原子力発電	石炭火力	LNG複合	LNG在来	石油火力	水力発電
固定費(¥10 ³ /kW)	48.17	31.88	27.93	46.85	46.85	35.73
可変費(¥/kWh)	1.90	3.06	4.69	5.53	8.03	0.06
所内率	0.045	0.070	0.030	0.050	0.050	0.005
平均発電費用(¥/kWh)						
稼働率 20%	--	22.61	21.12	33.08	36.17	20.54
30%	--	16.10	15.65	23.90	26.79	13.71
40%	--	12.84	12.91	19.30	22.10	10.30
50%	--	10.88	11.26	16.55	19.29	--
60%	11.49	9.58	10.17	14.71	17.41	--
70%	10.12	8.65	9.39	13.40	16.07	--
80%	9.09	7.95	8.80	12.42	15.07	--
限界発電費用(¥/kWh)	1.90	3.06	4.69	5.53	8.03	0.06

- 表注) 1: 各電源の数値は、新設・既設を平均した数値。
 2: 固定費は、各社財務諸表上の電源別資産額推移などから推計。
 3: 可変費は、各社財務諸表上の電源別操業費と、日本貿易統計による燃料費などから推計。
 輸入燃料費については、2003年度平均値を用いている。
 4: 水力発電は、貯水式・揚水式の数値であり、揚水発電の用水動力用電力消費の費用は除いていることに注意ありたい。
 5: ここでの試算は各社財務諸表上の数値を基礎とした実勢値であり、経済産業省総合資源エネルギー調査会他各種試算における試算の基礎と前提条件が異なることに注意ありたい。

3-2-3. 発電所の需要地中心部からの距離と建設費用

1) 需要地中心部からの距離と建設費の推計方法

発電所については、地価や周辺対策費は地方部の方が廉価であり、また大気汚染防止条例などの環境規制値が都心部に比べて緩やかである場合が多いため、発電所の固定費(建設費)はLの減少関数となっていると考えられる。しかし、周辺対策費・環境対策費と都心部からの距離の関係を示す直接的な資料は存在しないため、これらの要素を都心部を起点とする地価の変化で代表させ、近似的に発電所の建設費と距離の関係を推計する。

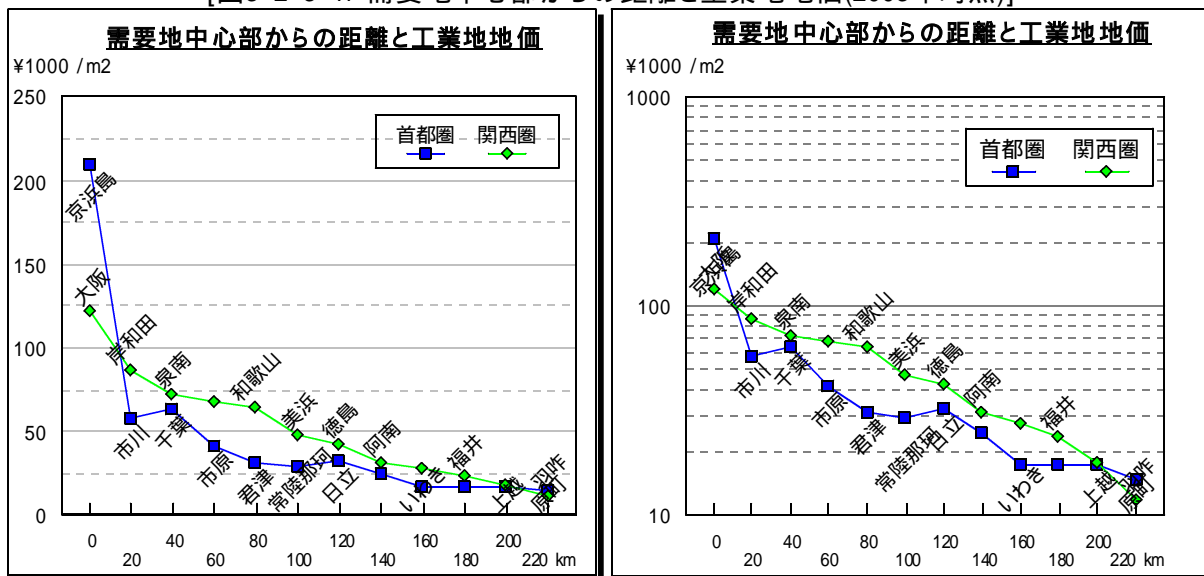
具体的には、国土交通省土地・水資源局土地情報課「土地情報ライブラリ」により、首都圏(東京都心)、関西圏(大阪市内)から海岸線沿いに離れていった³場合の工業地価格と都市部からの直線距離の関係を調査した。

また、発電所の出力当敷地面積は電源別に大きく異なっているため、電源別の主要発電所の敷地面積と合計出力(発電容量)を各種公開資料から調査し、電源別の平均的な出力当必要敷地面積を推計した。

2) 需要地中心部からの距離と工業地地価

首都圏、関西圏の中心部から離れていった場合の海岸線沿いの工業地価格は、首都圏・関西圏とも工業地価格(¥1000/m²)の対数が需要地中心部からの距離(km)と明確な負の相関関係にあり、かつ両地域ともほぼ同じ係数(指数)で減少していくことが観察される。

[図3-2-3-1. 需要地中心部からの距離と工業地地価(2003年時点)]



首都圏 $\ln(p_l) = -0.00941 * L + 4.545 \quad R^2 = 0.822$
 (t値) (-6.807) (13.75)

関西圏 $\ln(p_l) = -0.00947 * L + 4.781 \quad R^2 = 0.976$
 (t値) (-20.36) (43.01)

p_l: 海岸沿の工業地地価 (¥1000/m²)

L: 需要地中心部(東京都内・大阪市内)からの直線距離 (km)

*3 首都圏の場合は神奈川方面、関西圏の場合は京都・神戸方面に向かうと、一旦郊外へ出た後中間に中核都市を多数挟んでしまうため地価推移の誤差が大きくなるためこれらの方向は除いて調査した。

3) 電源別平均的出力当敷地面積と建設費

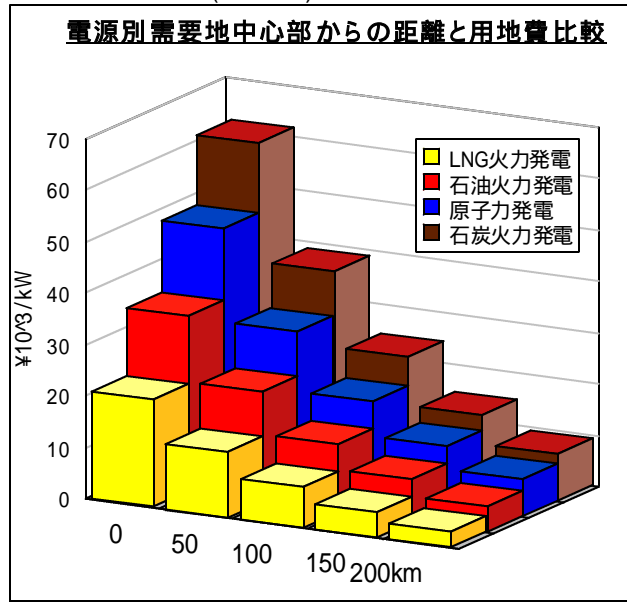
電源別の代表的発電所についての出力当敷地面積(m²/kW)については、石炭火力発電、原子力発電、石油火力発電、LNG火力発電の順に面積が小さくなっていることが観察される。石炭火力発電については貯炭場^{*4}、灰処理場などを併設する必要から敷地面積が極めて大きく、原子力発電については、原子炉・発電設備などの面積は小さいが放射線管理のため「周辺監視区域」という空地を設定する必要から敷地面積が大きくなっている。

2) から推計した用地費を距離別にあてはめ電源別に出当用地費を比較すると、石炭火力発電、原子力発電については敷地面積が大きいため、相対的に都心部を離れた地価の廉価な地域に立地しなければ用地費が高んでしまうことが理解される。

[表3-2-3-1. 電源別平均的出力当敷地面積と代表例(2003年時点)]

	敷地面積(10 ³ m ²)	合計出力(MW)	出力当敷地面積(m ² /kW)
石炭火力発電平均			0.658
原町(東北)	1530	2000	0.765
碧南(中部)	1340	2100	0.638
原子力発電平均			0.512
柏崎刈羽(東京,BWR)	4200	8212	0.511
大飯(関西,PWR)	2350	3392	0.399
石油火力発電平均			0.364
横須賀(東京)	830	2630	0.316
渥美(中部)	1080	2400	0.450
LNG(複合・在来)発電平均			0.223
横浜(東京)	440	3500	0.126
姫路第1(関西)	760	2000	0.298

[図3-2-3-2. 推計電源別用地費(首都圏)と需要地中心部からの距離の関係]



*4 最近立地される石炭火力発電所では、貯炭場の用地面積を少しでも節約するため石炭を円筒状のサイロに貯蔵する例が見られる(電源開発・四国電力橘湾石炭火力発電所など)が、ここでは現状での平均値を用いて分析を進めることとする。

3-2-4. 距離・容量当送電費用の推計

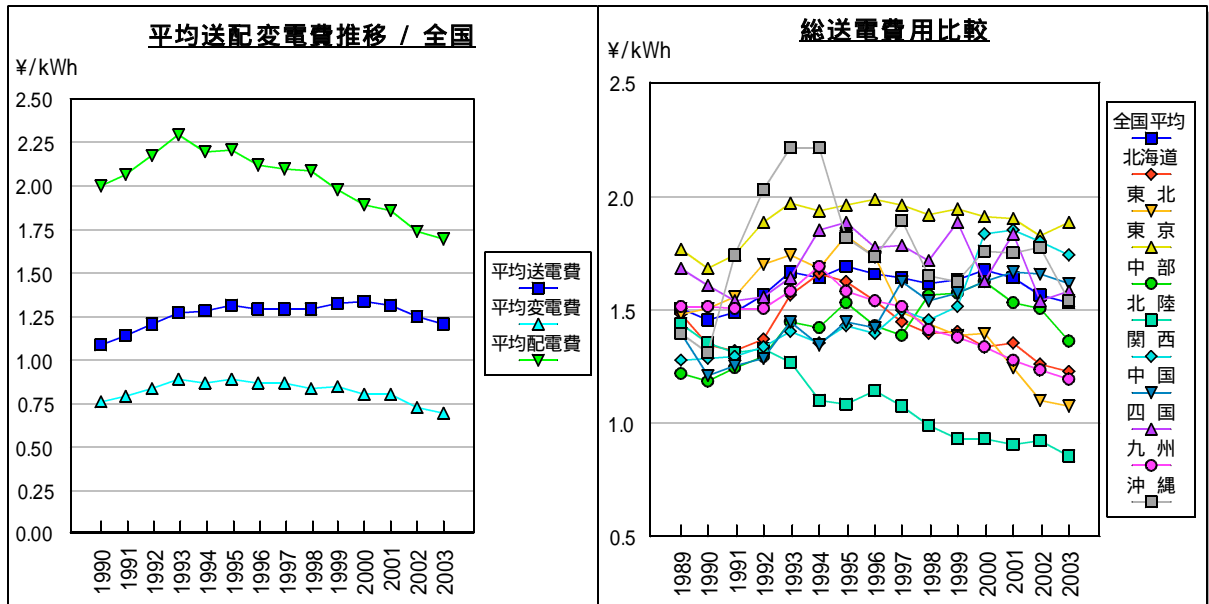
送電費用については、そもそも各地域の地勢的影響を強く受けるため理想化した条件下での比較を行うことが困難であり、また架空線・地中線で費用が大きく異なることから、地域別に見た場合かなり大きな費用格差が観察される。

特に、都市部の地域では地中線の比率が高いため、販売電力量 1kWh当送電費用で見た場合、東京・関西などの地域は相対的に費用が高くなっていることが観察される。

ここでは、地域間格差や架空線・地中線の差異を捨象した、平均的な送電線 1回線を 1 km敷設するための費用を推計する必要があるため、一般電気事業者の1989～2003年度の財務諸表から得られる送電設備投資の推移と新規設備整備容量の推移を回帰分析し、2000年度実質価格 205百万円/km という値を得た。

現在高圧送電線として多く用いられている回線容量は 500kV 1回線当約10000MW(5000 MWx2回路) であるため、架空線・地中線を総平均した高圧送電線の敷設費用は ¥ 21/km /kW と推定することができる。

[図3-2-4-1.-2. 電力需要と一般電気事業者送配変電費の推移(全国・地域別)]



[式・表3-2-4-1. 送電線敷設費用の推計式と推計結果]

$$At_i(t) = ct_1 * Lti(t) + i(dti * Di) + ct_0 + ui \quad \dots 5) \text{ (送電線敷設費用ハネルテ-ク分析式)}$$

- At_i(t) i地域の t年度の実質送電設備投資額 (百万円, 2000年度実質)
- Lt_i(t): i地域の t年度の送電線回路長変化量 (km)
- Di, ct₀ i地域ダミー (ct₀ 定数項は沖縄分)
- ct₁ 送電線1km敷設当設備費用 (百万円/km)
- ui 誤差項

dj	ct1	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
	204.7	-4663	+5939	+134078	+67335	+4577	+90961	+3358	+8967	+24654	+503.8
(t値)	(+13.22)	(-0.339)	(+0.420)	(+8.769)	(+4.816)	(+0.333)	(+6.589)	(+0.241)	(+0.653)	(+1.779)	(+0.05)
(p値)	(0.000)	(0.735)	(0.675)	(0.000)	(0.000)	(0.739)	(0.000)	(0.810)	(0.515)	(0.079)	(0.959)
	***			***	***		***			*	

R² = 0.8178 表注) * は90%有意、** は95%有意、*** は99%有意水準にあることを示す。

3-3. 電源・送電系統立地に関する基礎的モデルの実証分析

3-3-1. 発電所を新設する場合

1) 発電所・送電系統とも新設の場合(新設費用極小距離の推計)

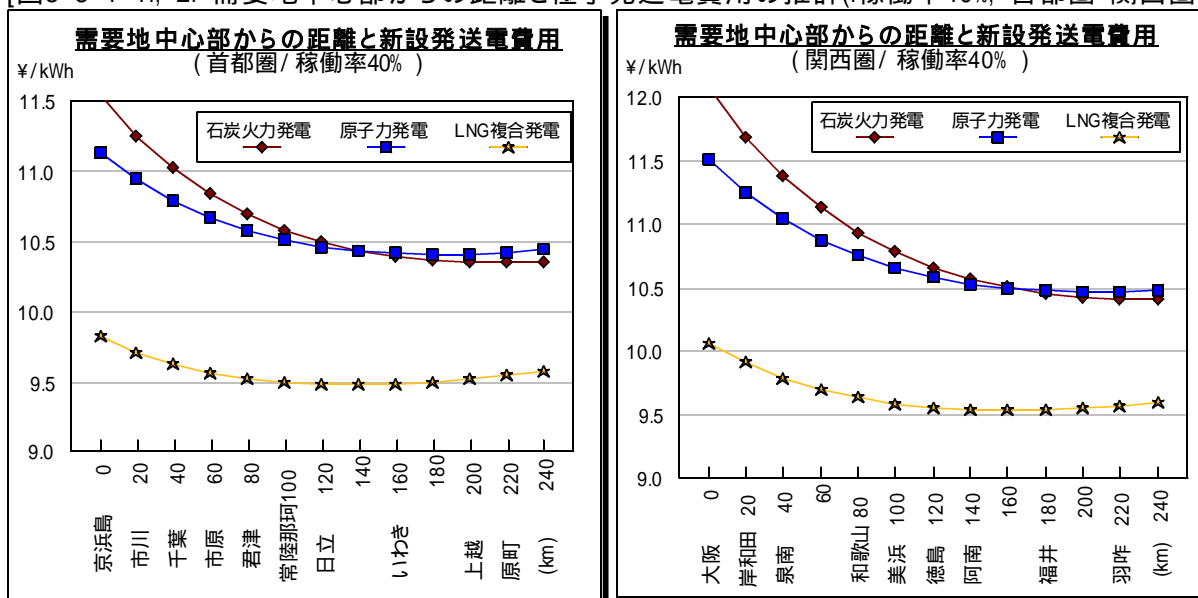
発電所の設備・機器費、工事費などは需要地からの距離と無関係であると仮定すると、3-2-1. の考え方に従い、電源別の需要地中心部からの距離と平均発送電費用の関係が試算され、新設費用極小距離 L_0 を試算し比較することができる。

3-2-2. で試算した電源別平均発電費用を基礎に、3-2-3. で試算した地価格差、3-2-4. で試算した距離・容量当の送電費用を加味し、都心部からの距離 L による平均発送電費用の変化を推計した。ここで、各電源の平均発電費用は稼働率の影響を受け変化するため、稼働率40%台の「ミドル電源」と、稼働率80%台の「ベース電源」に分けて比較を行った。

稼働率が40%程度のミドル電源については、首都圏・関西圏ともLNG複合火力発電所を需要地中心部から100km圏の東京湾岸・大阪湾岸に新增設することが平均発送電費用極小となる。一方、稼働率が80%程度のベース電源については、首都圏では茨城北部～福島南部に、関西圏では福井中部～石川南部に石炭火力発電所や原子力発電所を新增設することが平均発送電費用極小となり、実際の電源別の発電所・発電所系統の立地と需要地からの距離の関係をほぼ再現する⁵⁾結果となっている。

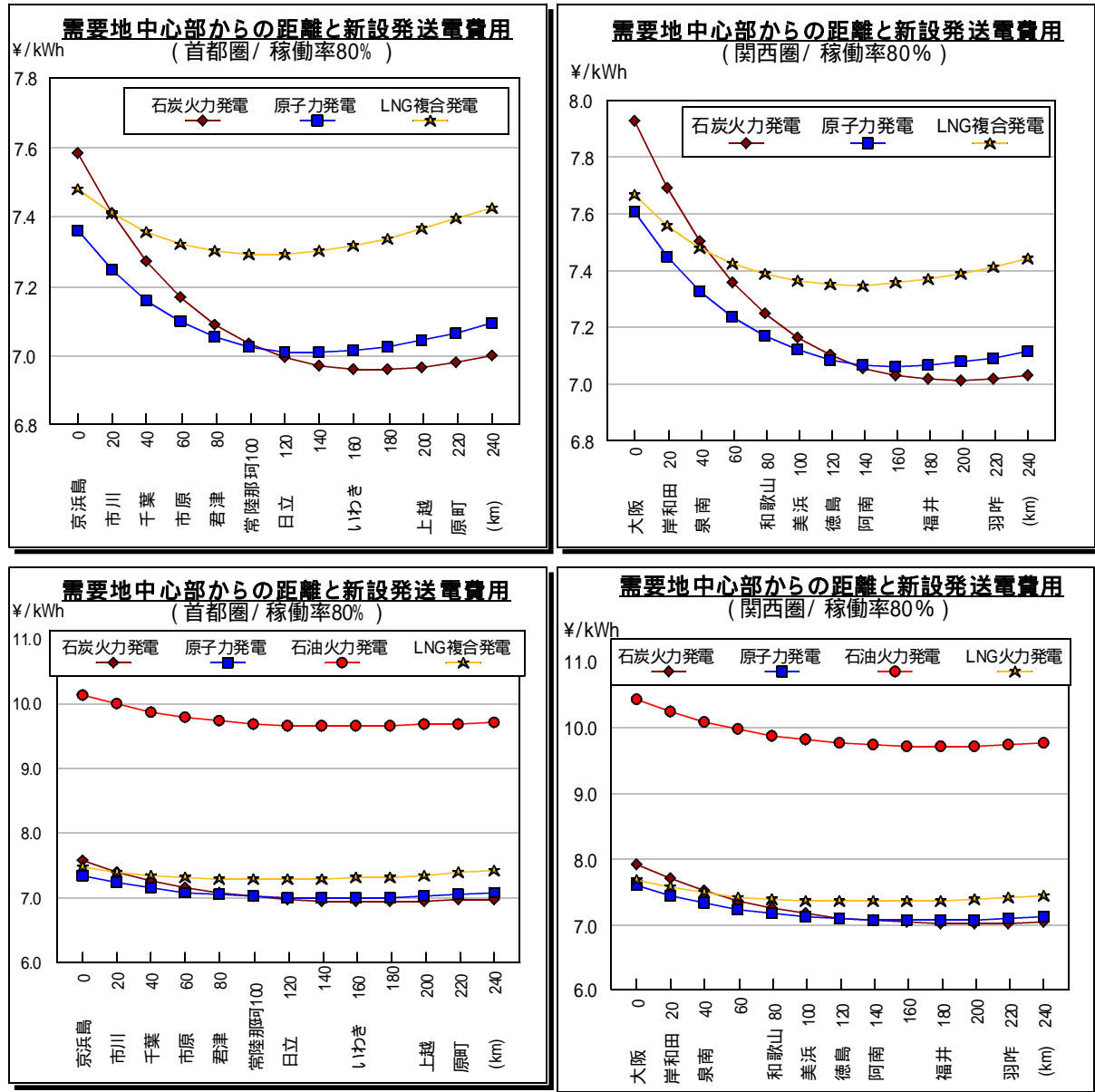
首都圏、関西圏とも石炭火力発電所、原子力発電所などのベース電源の新設費用極小化距離 L_0 が、それぞれの一般電気事業者の供給区域の境界を超えてしまい供給区域外となっている点に注意ありたい。

【図3-3-1-1., -2. 需要地中心部からの距離と極小発送電費用の推計(稼働率40%, 首都圏・関西圏)】



*5 本試算では送電線建設費は距離当で一定としているが、送電線の用地費も地価の影響を受けるため、距離 L が大きくなれば平均送電費用は廉価となり、石炭火力発電、原子力発電の実際の新設費用極小距離 L_0 は本試算より若干遠距離側にあると考えられる。また、首都圏、関西圏とも需要地中心部から20～60km圏程度迄は地中線を引かなければならないため、平均送電費用が高くなりLNG複合発電の新設費用極小距離 L_0 は本試算より中心部側にあると考えられる。

[図3-3-1-3.,-6. 需要地中心部からの距離と極小発送電費用の推計(稼働率80%, 首都圏・関西圏)]



2) 既設発電所・送電系統を新設発電所・送電系統で置換する場合

既設発電所・送電系統の限界費用を新設発電所・送電系統の平均発電・送電費用が下回っている場合、当該既設発電所・送電系統は廃止され置換されることが考えられる。

本試算における新設発電所・送電系統の平均発電・送電費用は、首都圏・関西圏いずれの電源・地域においても¥7.0/kWh程度となっており、首都圏・関西圏の既設発電所・送電系統のうち石油火力発電による供給の限界費用¥8.0/kWhを下回っている。

当該結果は、限界費用が高い東京都心・大阪都心部の石油火力発電が休廃止され、東京湾岸や大阪湾岸のLNG複合火力発電への代替が進んでいる実態と整合していると考えられる。

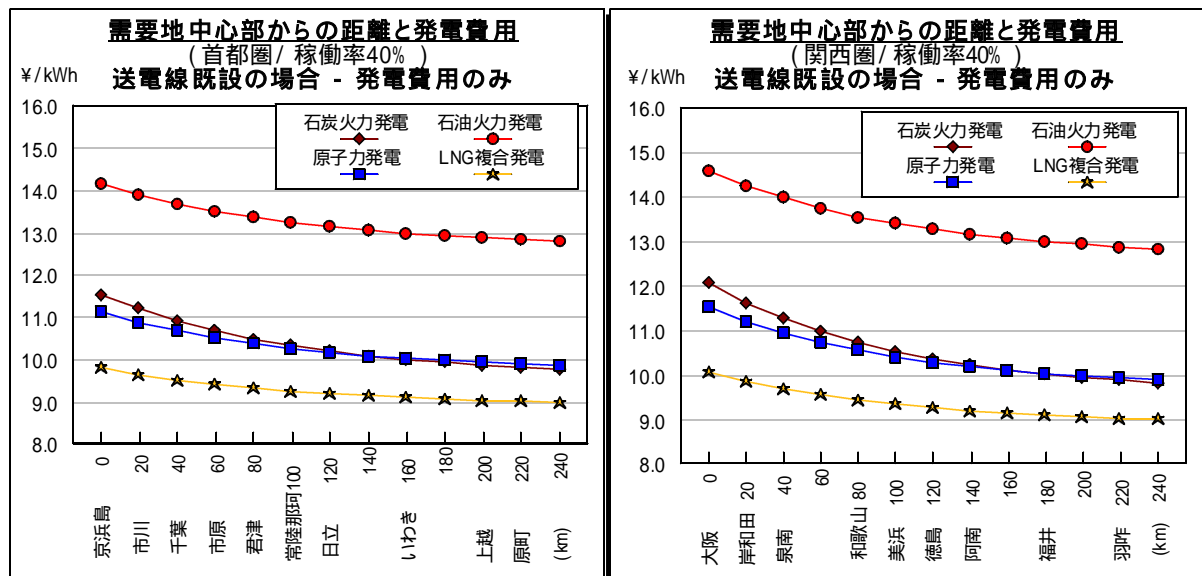
3) 送電系統が既設で発電所を新設する場合

送電系統が既設で送電容量に余裕がある場合、発電費用最小化の原則に従い電源が選択されることが考えられる。本試算における新設発電所の平均発電費用は、首都圏・関西圏

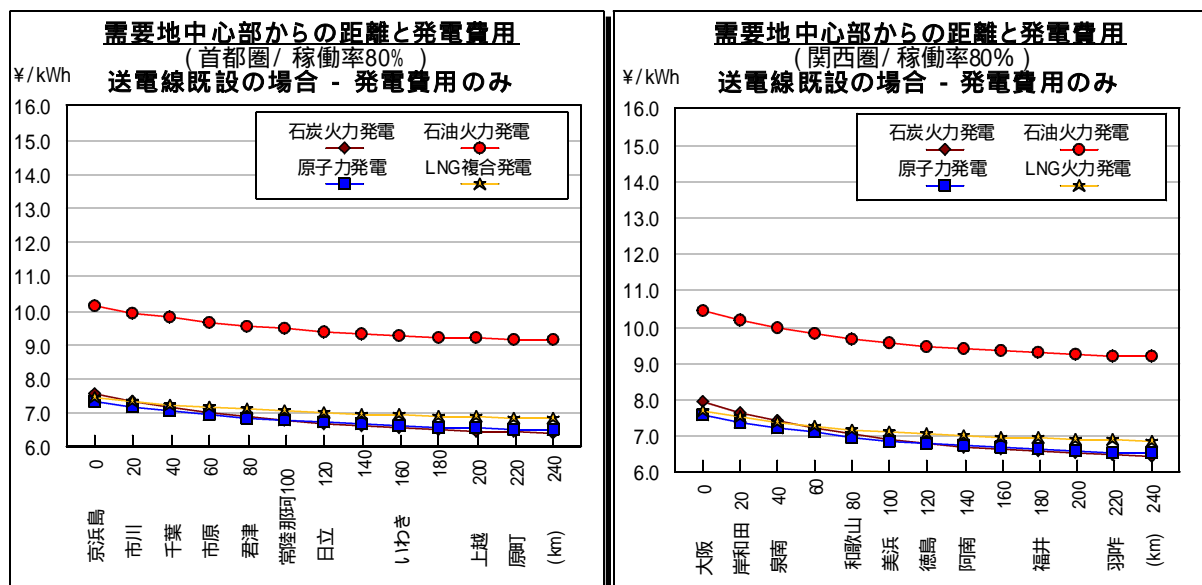
いずれの地域においても稼働率40%の場合LNG複合発電、稼働率80%の場合石炭火力発電が需要地からの距離最遠点(現実には送電システムの到達限界点)で極小となっている。

但し、石炭火力発電と原子力発電との差は僅差であり、地形や社会的条件など個別地点の状況次第で両者の関係は逆転するものと考えられる。

[図3-3-1-7,-8. 需要地中心部からの距離と発電費用の推計(稼働率40%, 首都圏・関西圏)]



[図3-3-1-9,-10. 需要地中心部からの距離と発電費用の推計(稼働率80%, 首都圏・関西圏)]



3-3-2. 発電所が既に存在する場合

1) 既設発電所から送電システムを新設する場合

発電容量に余裕がある既設発電所が存在し、当該発電所から需要地迄送電線を新設した際の平均送電費と発電費中の可変費の和が需要地近傍に発電所・送電システムを新設した場合の極小費用と等しくなる「最遠既設送電距離Lmax」以下に距離であるならば、発電所を新設せずに当該既設発電所から送電システムを建設し送電することが合理的と考えられる。

本試算における「最遠既設送電距離Lmax」は、電源種別・稼働率によって影響を受ける

が、いずれも500kmを超えており、事実上国内のいずれの地点であれ発電容量に余裕がある既設発電所があれば送電線を新設・増強して送電することが合理的であるという結果となっている。

[表3-3-2-1. 電源別「新設費用極小距離Lo」と「最遠既設送電距離Lmax」の推計]

(km)	稼働率 80%				稼働率 40%			
	石炭	原子力	石油	LNG複合	石炭	原子力	石油	LNG複合
最遠既設送電距離Lmax								
首都圏	1629	2108	--	823	2680	3159	606	1874
関西圏	1627	2131	--	691	2679	3183	612	1742
新設費用極小距離Lo								
首都圏	180	140	160	100	220	180	200	140
関西圏	200	160	180	120	240	200	220	140

2) 既設発電所から送電システムを新設し、既設発電所・既設送電システムを置換する場合

既存発電所・送電システムに対して、当該地域の既設発電所の可変費よりも、送電しようとする他地域の発電所の可変費が廉価であり、かつ両者の差が新設送配電費の固定費以上となる場合、すなわち「連系送電新設置換可能距離 Li」以内の範囲にある場合には、他地域の既存発電所から送電システムを新設してこれを置換することが合理的であると考えられる。

現実には、「連系送電新設置換可能距離Lij」が問題となるのは、都市部の石油火力発電、LNG在来発電を、地域内外で発電容量に余裕のある石炭火力発電などから送電システムを設けて送電し、これを置換する場合である。

本試算では、石炭火力発電で需要地から2000km、LNG複合発電で1000km以内の距離に発電容量の余っている発電所があれば、そこから送電線を新設して需要地近くの石油火力発電やLNG在来発電を経済合理的に代替可能であるという結果となっており、遠隔地からの送電による石油火力発電やLNG在来発電の置換が進んでいる現実と整合的な結果が観察される。

[表3-3-2-2. 電源別「連系送電新設置換可能距離Lij」の推計]

(¥/kWh,km)	石炭	原子力	石油	LNG複合	LNG在来
限界発電費用(¥/kWh)					
首都圏	3.05	1.90	8.03	4.98	5.39
関西圏	3.11	1.90	8.07	5.36	6.07
石油火力発電代替時(km)					
首都圏	2074	2553	--	1268	1099
関西圏	2067	2572	--	1131	833
LNG在来発電代替時(km)					
首都圏	975	1454	--	169	--
関西圏	1234	1738	--	298	--

4. 地域間連系送電網に関する考察

4-1. 地域間連系送電網の形成過程

4-1-1. 地域間連系送電網の形成過程

日本の地域間連系送電網の設備容量についての現状を分析した場合、地域別によりかなり大きな送電容量の差異が存在し、かつ8月の最大需要期と一部の送電系統を除けば、送電容量に大きな余裕があることが観察された。

1990年代の地域間連系送電と各地域の電源設備構成とその整備状況を相関分析した結果、地域間連系送電と各地域の電源構成との間には密接な相関が観察された。

以下、何故このような「不斉一な」地域間連系送電網が形成され、また地域間連系送電が電源設備と密接な相関を以て整備・運用されているのかについて考察を加える。

4-1-2. 地域別発電費用構成の推計と地域間連系送電との相関分析

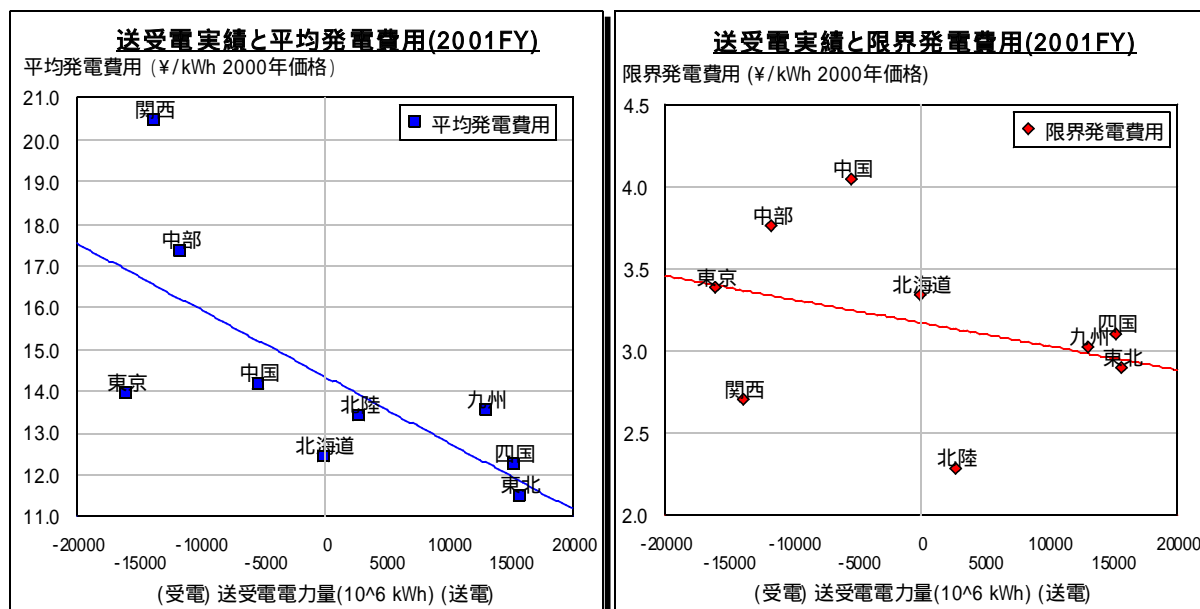
3-2-2. で試算した一般電気事業者別の平均発電費用、限界発電費用を、各地域の2001年度時点⁶における電源構成(発電設備容量構成・稼働率実績)にあてはめ、地域別平均発電費用・限界費用を推計し、これを地域間連系送電実績と比較した。

比較の結果、2001年度においては、明らかに発電設備容量構成から推定される平均発電費用の低い地域から高い地域へと地域間連系送電が行われていることが観察される。

一方、限界発電費用と地域間連系送電との間に有意な相関は観察されない。

2-3-1. で見たように地域間連系送電には多数の種類があるが、電力不足などの緊急事態に対する対応量は極めて少なく、一方「特定融通」「卸電力遠隔地引取」の順に連系送電が多くなっていることと併せて考えると、地域間連系送電の実質的な意味は「地域間での平均費用の最適化のための、経済動機に基づいた送受電」とであると推察される。

[図4-1-2-1, -2. 地域間連系総受電実績と平均発電費用・限界発電費用(2001年度)]



*6 2001年度を選択した理由は、2002年度・2003年度においては原子力発電所の検査データ不正問題に端を発した特別検査により、原子力発電所の稼働率が異常に低い値となっており、正常な状態での電源の運用状態を分析できないためである。

[式4-1-2-1. 地域間連系総受電実績と平均発電費用・限界発電費用(2001年度)]

平均発電費用-送受電相関	$T_i = -3.15 * CA_{gi} + 45.22$	$R^2 = 0.500$
	(t値) (-2.65) (+4.75)	
限界発電費用-送受電相関	$T_i = -7.88 * MA_{gi} + 25.05$	$R^2 = 0.112$
	(t値) (-0.94) (+1.97)	

Ti: 地域間連系送電電力量 (+送電/-受電、10⁹ kWh)
 CMgi: 地域別限界発電費用 (¥/kWh)
 CAgi: 地域別平均発電費用 (¥/kWh)

4-1-3. 電源・送電系統立地に関するモデル分析の結果と考察

さらに、3-3-1. で実証した「電源・送電系統立地に関するモデルを用いた分析においては、首都圏・関西圏について、「ベース電源」として石炭火力発電所・原子力発電所を送電線とともに新設する場合、新設時の費用極小距離が約200kmに達し、各地域の電力会社の供給区域を外れてしまうことが観察された。

この結果、費用最小化原理に従い、首都圏・関西圏などの大需要地に向け、供給区域を跨いで石炭火力発電所・原子力発電所と送電系統が一体的に建設されることに付随して、地域間連系送電網が必然的に整備されてきたものと考えられる。

一般に、石炭火力発電所・原子力発電所の建設は、後からの発電容量の増設が可能なよう用地取得や付随設備が先行整備されることが通常であり、これに伴い発電所から需要地への送電系統も予め将来の電源の増設に備えて、送電容量を先行的に整備してきた結果、「大きな余裕」のある地域間連系送電網が形成されたものと考えられる。

4-2. 地域間連系送電網の将来展望

4-2-1. 地域間連系送電網の将来展望

現在、2000年度からの「電力の部分自由化」により、特定規模電力需要については小売自由化が認められ、各地の製造業の自家発電設備の余剰能力を活用し、地域間連携送電網を介した託送供給が進められてきている。

当該託送供給については、3-3-2. で論じた発電所が既設の場合に該当し、例えば電源が石炭火力発電所である場合には、ほぼ全国のどの地域からであっても送電線の整備・増強して送電を行うことが経済合理的であるという結果となっていることから、今後地域間連系送電網については、部分自由化に伴い利用可能となった自家発電設備への対応のために部分的な整備強化が見込まれる。

しかし、中長期的な視点から考えれば、当該自家発電設備と送電系統の組み合わせは、発電設備・送電設備ともに新設の場合の費用最小化による組み合わせと必ずしも整合していない、一過性のものも多く含まれることから、いずれ電源構成と送電費用の最小化に向けて淘汰が進んでいくものと考えられる。

電気の需給と電気事業制度に関する基礎的解説

1-1. 電気の需給に関する基礎

1-1-1. 電力と電力量

電気の需給を表現する際には、時間当たりの電気エネルギーの大きさを表す電力(kW: キロワット)と、時間で累計した電気エネルギーの総量を表す電力量(kWh: キロワットアワー)の2つの概念が用いられる。

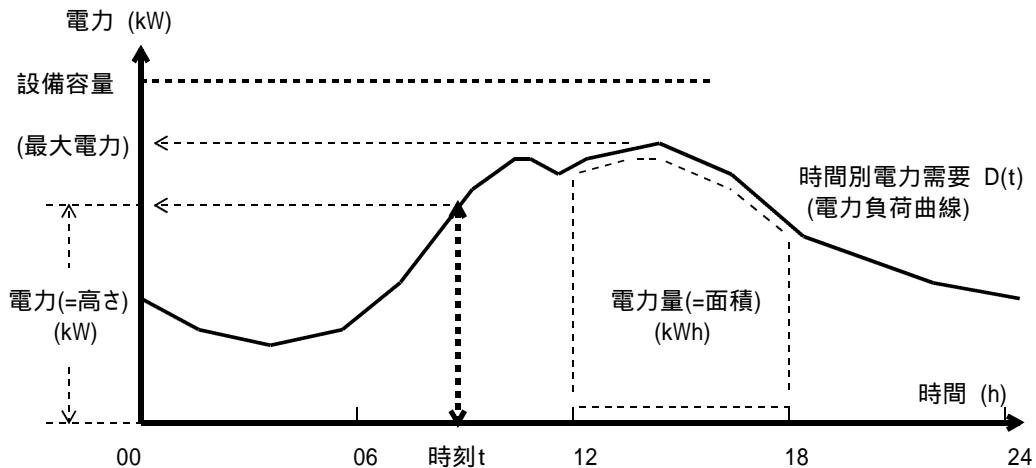
供給安定性(停電を起こさずに電力を供給可能か否か)や設備の容量制約を考える際には、電気の需要の大きさ、供給を行う発電所、送配電設備の容量などを電力(kW)で表現し検討する必要がある。一方、累計した需給量や燃料消費量・料金収入を考える上では需要や発電量・送電量を電力量(kWh)で表現し検討する必要がある。

日本においては、電気の需給は時間・季節により電力(kW)が大きく変動し、全国的に見た場合8月の昼間に年間平均電力需要の約2倍の大きさの最大電力需要が発生する。しかし、現状において電気を廉価かつ大量に貯蔵し「在庫」しておくことは技術的に困難である。

電気は必需財であり停電を起こす(=「客を待たせる」)ことの弊害は大きいため、最大電力需要を賄い得る発電所や送電網の設備容量(kW)が用意されておかなければならないが、当該設備容量(kW)の稼働率は電力量(kWh)で決定され、また電気料金は慣例的に電力量(kWh)に応じて決定されているため、電気を供給する側には特殊な経営上の取扱いが要求される。

このことが、稼働率に応じた多種類の電源構成や需要用途に応じた細かな料金区分が必要とされてきた原因である。

[図補1-1. 電力と電力量の概念]



1-1-2. 需要の用途分類

電気の需要の用途分類については、電気事業法に基づき電灯、電力、特別高圧(特定規模需要)の3分類が用いられている。

1) 電 灯

受電電圧が 100 ~ 200V(低圧)、1契約当たりの電力が 50kW未満の小規模な電灯・小型機器の需要をいい、主として一般家庭の需要を表している。電灯需要の内訳としては一般家庭用の従量電灯契約が最も多く、他に建設工事用の臨時電灯、公衆街路灯などが含まれる。

2) 電 力

a. 業務用電力

受電電圧が600V～20000V(高压^{*7}) で 1契約当たりの電力が 50kW以上の電灯・小型機器を用いる需要をいい、小規模なオフィスビルや店舗・学校など第三次産業の大部分の需要を表している。

b. 低圧高压電力

受電電圧が20000V未満(低圧～高压)で電灯・小型機器に加えて大型動力機器(工作機械、冷凍機、大型ポンプなど)を使用する需要をいい、主に製造業の需要を表している。さらに(小口)低圧・小口高压・(大口)高压に分類される。このうち小口高压・高压については電気事業法の改正により2004年4月から段階的に特別高压(後述)同様電力供給の自由化の予定である。

・ (小口)低圧

受電電圧が600V未満(低圧)で 1契約当たりの電力が 50kW未満で電灯～大型機器を用いる需要をいい、極めて小規模な製造業や特殊な機器を用いる一部の第三次産業の需要を表している。

・ 小口高压

受電電圧が600V～20000V(高压) で 1契約当たりの電力が 50kW以上 500kW未満の電灯～大型機器を用いる需要をいい、中小規模の製造業の需要を表している。

・ (大口)高压

受電電圧が600V～20000V(高压) で 1契約当たりの電力が 500kW以上 2000kW未満の電灯～大型機器を用いる需要をいい、一般の製造業の需要を表している。

c. その他電力

受電電圧が20000V未満(低圧～高压)で他の項目に該当しない需要をいい、農事用電力、融雪用電力、深夜電力などがある。

3) 特別高压(特定規模需要)

受電電圧が20000V以上、1契約当たりの電力が2000kW以上の大規模需要^{*8}をいい、大規模な製造業や大規模なオフィスビルなど特別な施設の需要を表している。

2000年3月に公布された改正電気事業法により、特別高压の需要家(全国約8000件)に対する電力供給は自由化され、法律上「特定規模需要」と呼称されている。

1-1-3. 電気事業者と供給

現在の電気事業法においては、電気事業者を大きく 3つ^{*9}に分類して取扱っている。

1) 一般電気事業者

地域の需要に対して電気を供給する事業者をいい、各地域内の送配電網の運営に関する地域独占が認められている。

一般電気事業者は、自ら発電する他、卸電気事業者が発電した電気の購入、IPP(Independent Power Producer)から入札・長期契約により購入した電気や、自家発電から随時購入した電気を、自らの送配電網を使って需要家に供給している。特に、特定規模需要に対しては、自らが供給するほか、現制度下では送配電網が地域独占であるため、特定規模電

*7 従来高压-特別高压の区分は 7000Vであったが、2000年の電気事業法改正時に20000Vに改正されている。

*8 沖縄においては送電電圧が特殊である事情から電圧60000V、電力20000kW以上とされている。

*9 電気事業者には他に特定の施設内の需要家に供給する特定電気事業者(2社)があるが、極めて規模が小さいため捨象する。

気事業者(後述)の求めに応じ、特定規模電気事業者が発電した電気を自らの送配電網により「託送」する事業を行う。

一般電気事業者の供給区域は、歴史的経緯から東日本は50Hz、中～西日本は60Hzの交流による供給となっており、周波数が異なる区域間では特殊な設備を設けなければ電気を相互に送電できない特性がある。

[表補1-1. 一般電気事業者の概要(2002年度)]

	供給周波数	供給電力量	供給区域
北海道電力	50Hz	288 億kWh	北海道
東北電力	50Hz	725	青森・岩手・秋田・山形・宮城・福島・新潟
東京電力	50Hz	2755	群馬・栃木・茨城・千葉・埼玉・東京・山梨・神奈川・静岡東部
中部電力	60Hz	1209	長野・静岡西部・愛知・岐阜・三重(一部除く)
北陸電力	60Hz	250	富山・石川・福井東部
関西電力	60Hz	1398	滋賀・福井西部・京都・奈良・和歌山・大阪・兵庫(一部除く)、岐阜・三重(一部)
中国電力	60Hz	536	岡山・鳥取・広島・島根・山口・兵庫・愛媛(一部)
四国電力	60Hz	258	香川・徳島・高知・愛媛(一部除く)
九州電力	60Hz	753	福岡・佐賀・長崎・大分・熊本・宮崎・鹿児島
沖縄電力	60Hz	69	沖縄
(合計)		8241 億kWh	

2) 卸電気事業者

一般電気事業者に対し固定的・継続的に電気を供給する事業者をいう。電源開発(J-POWER)、日本原子力発電の他、共同(火力)発電^{*10}、各地方公共団体の公営水力発電など^{*11}が含まれる。1995年の電気事業法改正により発電事業に参入したいいわゆる IPP(Independent Power Producer)は自家発電からの長期買電契約として扱われ、これに含まれない。

3) 特定規模電気事業者

特別高圧(特定規模需要)の需要に対し、自らが保有する自家発電による発電所の電気をとりまとめ、一般電気事業者の送配電網により託送して供給する事業をいう。

2001年度末現在で 8社が事業を実施している。

[表補1-2. 電気事業者の事業形態別比較(2001年度末現在)]

	事業形態	発電所数	最大発電・供給可能電力(MW)
一般電気事業計	一般	1358	195624
(最大) 東京電力	一般	188	58843
(平均) 九州電力	一般	196	18966
(最小) 沖縄電力	一般	20	1456
卸電気事業計	卸	444	32780
電源開発	卸	66	16015 (水力・地熱8273,火力7742)
日本原子力発電	卸	3	2617 (総て原子力)
共同発電事業計	卸	92	11630 (火力11298,水力333)
公営発電事業計	卸	283	2518 (水力2493,火力25)
特定規模電気事業者計	特規	16	944 (総て火力)

*10 共同(火力)発電とは、発電事業が自由化されていなかった旧電気事業法下で、電気事業者と他の事業者が共同出資により発電所を建設・運営し、発電した電力を一般電気事業者への卸供給と出資元の事業者への供給(自家発電-自家消費扱い)に分配することとした発電事業。様々な形態があるが、製鉄各社や大手石油精製会社と電気事業者の共同出資で設立されたものが多い。

*11 他に上越共同火力発電があるが、発電所の建設計画が再三延期され発電事業が開始されていないため捨象する。

送電技術と送電制約に関する基礎的解説

2-1. 送電に関する基礎

2-1-1. 送電方式と送配電系統

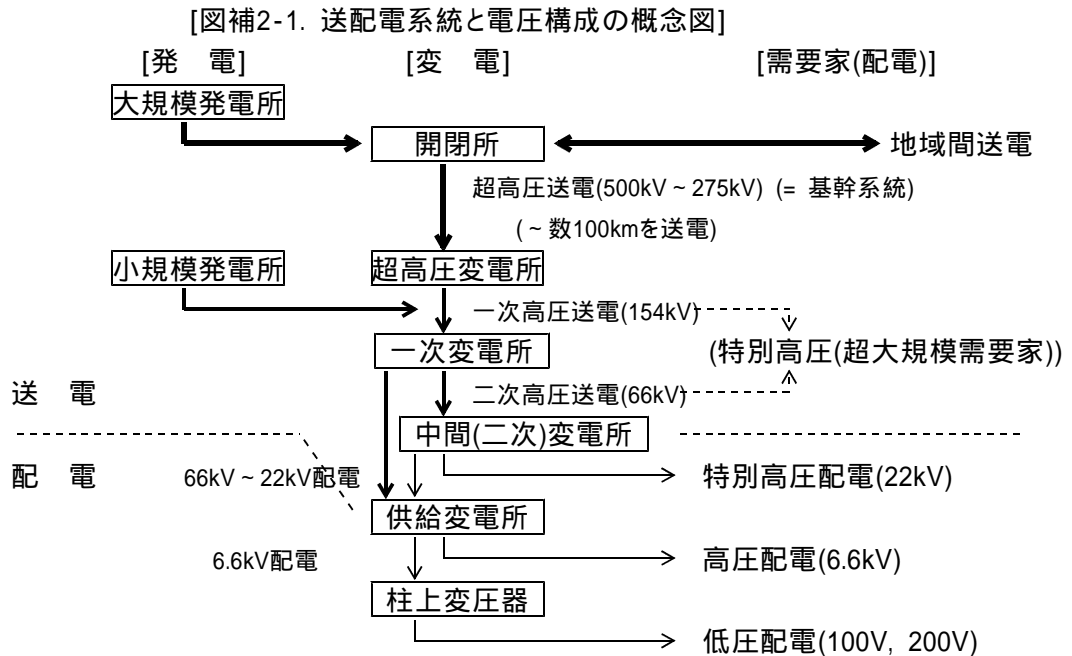
1) 交流送電・直流送電

電気を送電する方法には交流送電と直流送電がある。一般に、送電線の送電損失は電流の2乗と送電距離に比例して大きくなり、送電できる電力は電流と電圧の積にほぼ比例するため、同じ電力を送るのであれば電圧を高くし電流を抑えた方が損失が少なくなる。このため、長距離送電においては超高圧への昇圧が技術的に容易で変電設備が簡単な交流送電が有利であり、殆どの国では発電所から家庭迄交流による送配電が行われている。

一方、交流送電では電線が3本必要であるのに対し直流送電では2本(+と-)でよいため、東北-北海道(津軽海峡)間、四国-関西(紀伊水道)間など電線の敷設費用の高い長距離海底ケーブルでは交流を一旦直流に変換し、直流で送電する技術が用いられている。また、交流送電では周波数が異なる区域間では電気を送電できない、需要形態が異なる複数経路を通った電力を合流させたり逆方向に送電すると安定性制約(後述)など交流特有の問題が起きるため、周波数が異なる中部-東京間や、複数の送電経路が合流する北陸-中部間などでは交流を一旦直流に変換し再度交流に戻す直流送電技術^{*12}が用いられている。

2) 送配電系統と電圧

日本における送配電系統の電圧においては、送配電の段階に応じて超高圧～低圧が使い分けられている。供給区域間の連系系統による送電は通常超高圧送電で行われている。



*12 日本では、中部-東京間で佐久間、新信濃の各周波数変換設備(FC: Frequency Converter)、北陸-中部間の連系(南福光交直交連系設備(BTB: Bach To Back): 北陸-中部電力間の位相差を制御)に用いられている。四国-関西間は、海底ケーブルであると同時に四国-関西電力間の位相差を制御する必要上からも直流送電が用いられている。

2-1-2. 送電容量と安定性制約

1) 定格容量(熱的容量)

送電線には、各電線自体が流せる電流の大きさに物理的な上限があり、これを超えた電流を流すと送電線自体が持つ抵抗による発熱(ジュール熱)により焼損してしまう。これを定格容量又は熱的容量という。定格容量は送電線の構造に依存するが、500kVの三相交流超高圧送電線1回線(3本x2組)の定格容量は最大で5570～6000MWであり、重要な系統では2回線で運用されることがある。送電線の定格容量は送電電圧の2乗にほぼ比例するので、同じ構造の送電線では送電電圧が275kVから500kVに上がると定格容量は約3倍になる。同様に一部の送電系統では、1000kVで設計され500kVで運用されているものがあるが、これは当該送電線本来の定格容量の25%しか利用されていないことを意味する。

定格容量は、理想的な状態で各送電線が送り得る電力容量の最大値であり、交流送電では系統との接続状況に応じて安定性制約(電圧安定性・周波数安定性、同期安定性)を受け、定格容量まで送電できることは少ない。一方、直流送電では安定性制約が交流ほど厳しくないため、特別な状況になれば定格容量まで送電することができ、送電線の容量を有効に利用することができる。

2) 安定性制約-1: 電圧安定性・周波数安定性

交流送電においては、原理的に送電側・需要側の電圧 V_s 、 V_d と、送電側と需要側の電流・電圧の波の「ずれ」(位相差)を制御することによって、一定の周波数を維持しながら有効電力 P_r と無効電力 P_i という2つの成分のエネルギーを送っている。有効電力 P_r を定格容量近くまで送電するためには、 P_r は \sin に比例するので位相差を大きくする(90度に近づける)必要があるが、無効電力 P_i は位相差が大きくなると段々小さくなる性質があり、無効電力 P_i が万一不足すると需要側の電圧 V_d が低下し送電できなくなってしまうため、位相差はある範囲内でしか大きくすることができない。逆に、位相差が小さいままでは十分な有効電力 P_r を送れないため、有効電力が不足すると需要側の周波数が低下してしまう。

電圧安定性・周波数安定性とは、送電線の位相差を需要側の有効電力と無効電力のバランスによって決まるある範囲に制限するために送電容量に生じる制約をいい、需要側の無効電力と電圧の問題が制約となる場合を電圧安定性(電圧低下・電圧上昇)、需要側の有効電力と周波数の問題が制約となる場合を周波数安定性(周波数低下・周波数上昇)という。電圧安定性・周波数安定性による制約については、需要側の有効電力-無効電力のバランスに応じて系統の途中の位相差を調整し無効電力や有効電力の過不足を防止する「調相設備(可変速揚水発電所、同期調相機、大容量コンデンサなど)」を設置する、送電系統の途中で交流を一旦直流に変換し再度交流に変換して位相差を変えてしまう直流送電設備(南福光BTB設備など)を設けるなどの対策によって緩和することができる。

3) 安定性制約-2: 同期安定性(相差角安定性)

同期安定性とは発電機に関する安定性の問題であり定態安定性と過渡安定性がある。

a. 定態安定性

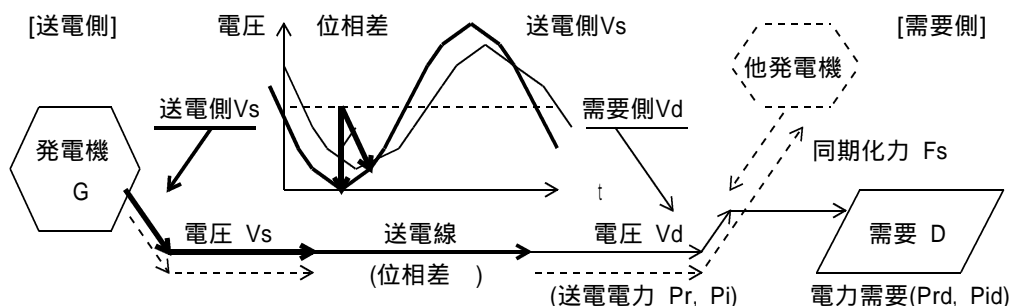
交流系統に接続された複数の発電機(同期発電機)では、発電機が相互に周波数を揃える「同期化力」が働き周波数の安定が保たれているが、送電線が有効電力 P_r をたくさん送るため位相差を大きく(90度に近く)していくと、同期化力は \cos に比例するため小さくなってしまう。同期化力が不足した状態で、需要の増減や系統の接続状態の変化など発電機に影響を与える何らかの外乱が生じた場合、供給側の発電機が同期を保つことができなくなり、系統全体の周波数・電圧が不安定になる問題が生じてしまう。定態安定性とは、送電線

の位相差 を同期化力を保持できる範囲内に制限するため送電容量に生じる制約をいう。

b. 過渡安定性

過渡安定性とは、特定の送電系統が落雷など何からの事故により遮断された場合、それまで当該系統に送電していた発電機は需要に比べて瞬間的に過大出力となり、当該発電機の出力が抑制される迄の間、残された系統内部で安定的に同期運転が継続できなくなったり、遮断時に系統内に流れる電流(事故電流・短絡電流)が大きくなり過ぎて遮断できず需要側の機器に損傷を与えてしまうなどの問題から、送電容量に生じる制約をいう。

[図補2-2. 交流送電系統の位相差・有効電力・無効電力・同期化力の関係]



$$\text{送電線定格容量 } P_{max} = \frac{V_s^2}{x}$$

$$\text{送電有効電力 } P_r = \frac{(V_s \cdot V_d \cdot \sin \theta)}{x}$$

$$\text{送電無効電力 } P_i = \frac{(V_s \cdot V_d \cdot \cos \theta - V_d^2)}{x}$$

$$\text{同期化力 } F_s = \frac{(V_s \cdot V_d \cdot \cos \theta)}{x}$$

- P_r : 有効電力 (照明・動力など(抵抗))で消費されるエネルギー: 周波数に影響)
- P_i : 無効電力 (主に動力(コイル))で消費されるエネルギー: 電圧に影響)
- F_s : 同期化力 (系統内の発電機に対し同一周波数を維持するよう働く力)
- V_s : 送電側電圧(500kV, 275kVなど)
- V_d : 受電側電圧($<V_s$, 但し $V_d > V_s$ であり実際の電圧低下はごくわずかである)
- x : リアクタンス (送電線の「流しにくさ」を表す係数、送電距離に比例し大きくなる)
- θ : 位相差 (送電側・受電側の電力の波の位相の「ずれ」、「力率」ともいう)

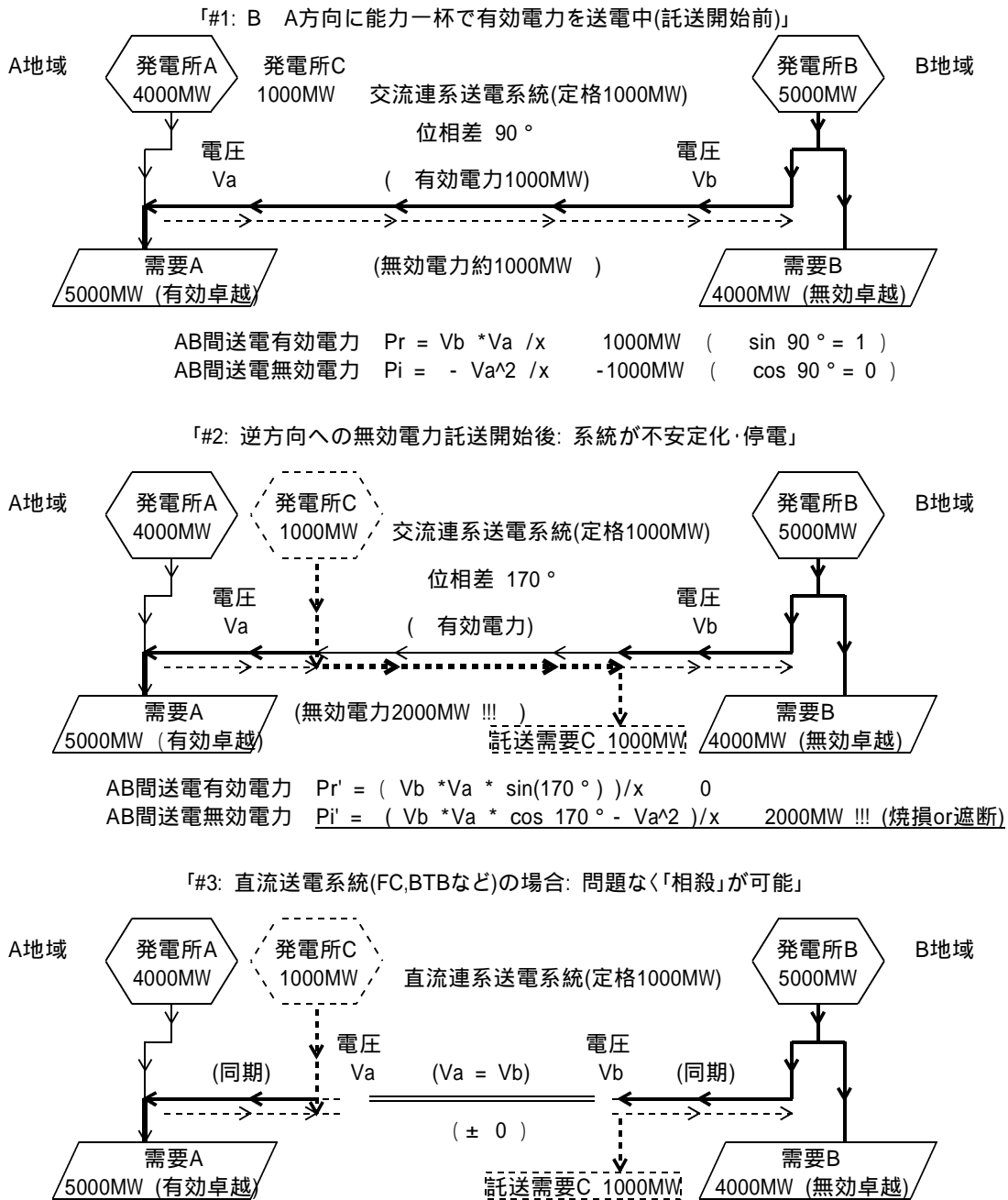
2-1-3. 現実の送配電と安定性制約

1) 地域間連系送電と安定性制約

交流地域間連系系統における安定性制約は、送電容量の限界近くで送電している送電系統において、各地域毎に異なる有効電力-無効電力の需給バランスが成立し、かつ系統内の総ての発電機が同期を保たなければならないという2条件を満たす際に生じる。例えば、有効電力-無効電力のバランスが大きく異なるA,Bの地域があり、A地域 → B地域方向に大量の有効電力を送るため地域間連系系統が位相差の大きい状態で送電を行っている場合、順(A → B)方向に送電する場合には電圧安定性・同期安定性から有効電力の送電が、逆(B → A)方向に送電する場合には周波数安定性から無効電力の送電が極めて強く制約され、結果として追加的に送れる送電容量が順方向・逆方向ともに小さくなることとなる。

具体的には、中部、北陸など工業地帯では無効電力が、東京、関西など都市部では有効電力の需要が卓越するため、関西 → 北陸方向の送電は、既に大容量の有効電力が順方向に送電され位相差 θ が大きくなっている送電線に無効電力を逆送電することを意味する。無効電力の逆送電を増やしていくと、位相差 θ は90度を超えやがて無効電力が定格容量に達してしまうので、送電不能となり系統の周波数の不安定化を起こしてしまう。従って、交流送電では、有効電力-無効電力のバランスが異なる方向への逆送電は、単に「相殺」されて容量が増えるとは限らず、安定性制約を生じて送電容量が著しく減る場合がある。

[図補2-3. 地域間連系送電と安定性制約]



(図の解説)

B A方向で有効電力のみを能力一杯(1000MW、位相差90°)で送電している交流送電系統は、同時にA B方向に無効電力をほぼ1000MW送電していることとなる(とりあえず同期安定性は考えない)。(#1)

ここで極端な例として、A B方向で無効電力の卓越する電力を等量(1000MW)逆方向に送電する託送需要が生じた場合、託送後の送電需要の有効電力-無効電力のバランスにより位相差が仮に170°とならなければならないとすると、AB間の送電電力は「相殺」によって0とはなるのではなく、A B方向に送られる無効電力の送電需要が約2000MWとなるため、この送電系統の定格容量(1000MW)を超えて焼損してしまうか、あるいは送電量が制約され需給バランスが崩れることによりA地域では有効電力が不足して周波数が不安定化し、さらにB地域では無効電力不足により電圧が不安定化してしまうこととなる。(#2)

一方、この系統が直流系統あるいは交-直-交変換を行うBTB施設を介して接続されていた場合には、直流区間では電圧差のみによってエネルギーが送られ無効電力や位相差は伝達しないので、託送が開始されると電圧差が $V_a=V_b$ に調整されて送電量は0となり、その結果発電所A,Cは需要A、発電所Bは需要B,Cの有効電力-無効電力バランスに応じた送電を行うよう各地域で個別に同期がとられることとなる。(#3)

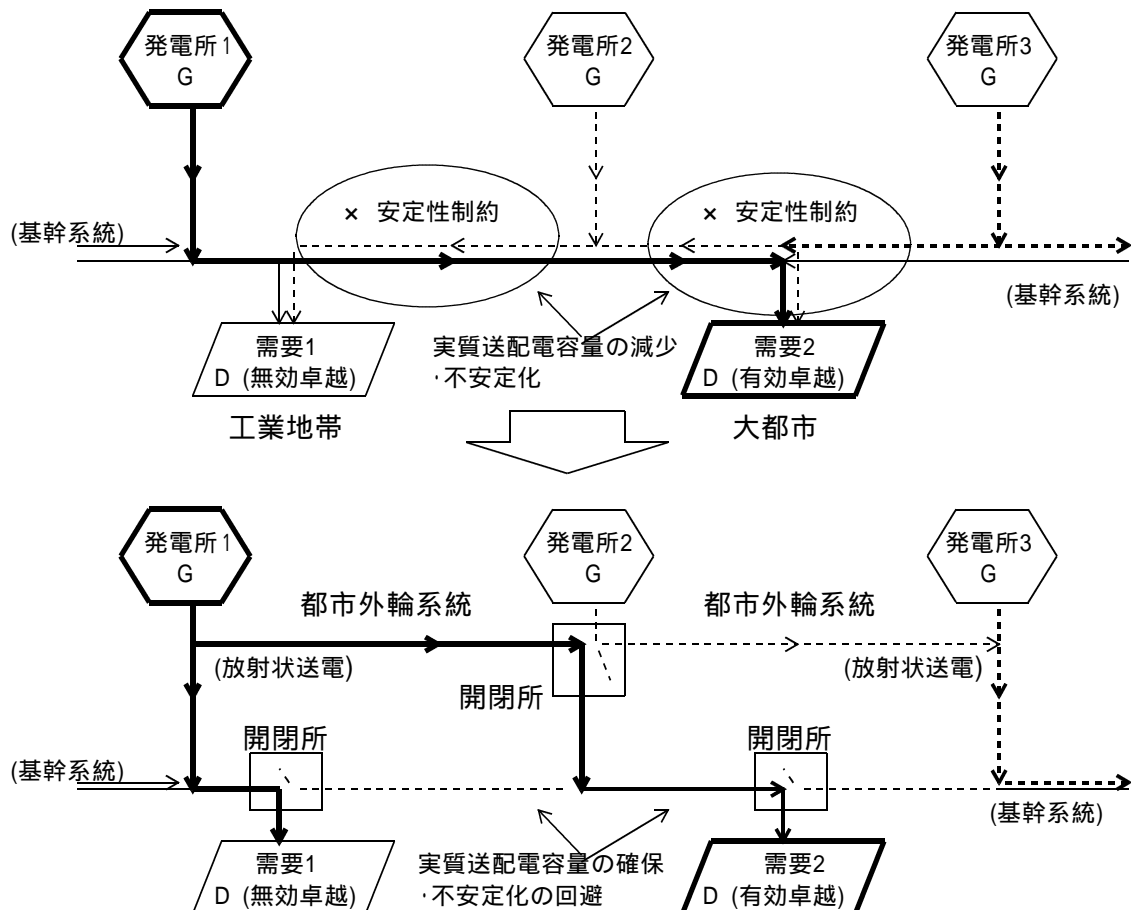
2) 都市外輸系統と安定性制約

地域間連系系統における安定性制約と同様に、地域内の送配電においても、有効電力-無効電力のバランスが異なる方向への送電には安定性制約が生じる。特に、同一の送電系統に発電所と需要地が交互に接続しているような系統(櫛形系統という)においては、送電需要が増加し、個別の需要地毎の有効電力-無効電力の需要バランスの変化も大きくなってくると常に周波数・電圧の不安定化や停電の危険にさらされることとなる。

具体的に、首都圏・関西圏・中京圏では歴史的に終戦から1960年代にかけて東京湾・伊勢湾・大阪湾沿岸の都心近くに火力発電所が立地したが、高度成長期にその周囲にさらに都市化が進むという構図となったため、需要地と発電所が完全な櫛形構造になってしまっており、配電系統での安定性制約の問題が極めて深刻となった。このため、こうした系統の安定性制約を回避し配電できる容量を回復させるために、1990年代においては都市部の外周にもう1系統の送電系統「都市外輸系統」を設け、この都市外輸系統から放射状に配電するよう構造を改善する措置がとられた。さらに、首都圏のように東京電力により3重の外輸系統が建設され、事実上米国・欧州のような網目状の送電形態に近づきつつある状況も見られている。また、中国においては九州・四国から関西への送電経路途中の瀬戸内海沿岸に発電所・工業地帯・都市が交互に入る「巨視的な櫛形構造」となっていたため、安定性制約を回避する目的から、1990年代に山陰地方を縦貫する山崎智頭線が新設されている。

このように、都市外輸系統は、単に供給の信頼性を確保するためではなく、1990年代を通じた需要の増加に対し、発電所と需要地の位置関係に起因した安定性制約を受けることなく有効な送配電の容量を確保する必要が生じたために建設されたものである。

[図補2-4. 都市外輸系統と安定性制約]



[参考文献] (敬称略)

- 1) 電気事業連合会統計委員会「電気事業便覧」(各年度版)
- 2) 経済産業省資源エネルギー庁「電力需給の概要」(各年度版)
- 3) 経済産業省総合資源エネルギー調査会電気事業分科会報告・資料(1997～2004)
- 4) 国土交通省土地・水資源局土地情報課「土地総合情報ライブラリ/公示地価」(2003)
- 5) 有限責任中間法人日本電力系統利用協議会「電力系統利用協議会ルール」(2005) 協議会HP
- 6) 東京電力「大学生のためのインターネット電力講座」(2005) 東京電力HP
- 7) 中央電力協議会「電力の広域運営30年のあゆみ」(1988)
- 8) 電源開発株式会社「電発30年史」(1984)
- 9) 内藤,染野,田村,平野「中立機関勉強会第6回資料」(2003)
- 10) 嶋田隆一他「図説電力システム工学」(2002) 丸善
- 11) 八田達夫・田中誠他「電力自由化の経済学」(2004) 東洋経済新報社
- 12) 戒能一成「電気事業に関する政策制度変更の定量的影響分析」(2005) 内閣府