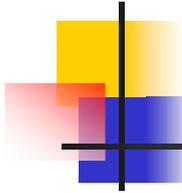


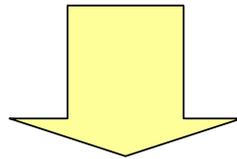
中国の天然ガス産業とガス火力発電の 現状と課題

(財)日本エネルギー経済研究所
戦略・産業ユニット
電力・ガス事業グループ 倪春春

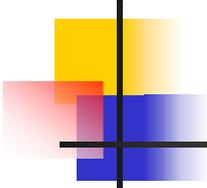


研究の背景および目的

- 中国では、近年活発なガス田探鉱・開発によりガス生産量が堅調に増加し、また、「西気東輸」の稼働により、国内のガス消費が急速に伸びている。
- 一方で、2006年に総発電設備容量に占めるガス火力の割合はわずか全体の1.7%である。現行のガス火力事業者が直面する課題は中国のガス火力発電の健全な発展を阻害し、福建や上海のLNGプロジェクトにも不確定要因をもたらしている。

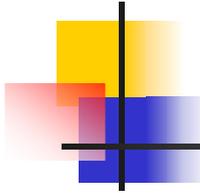


本研究は、中国の天然ガス産業および電力産業を考察することによって、ガス火力発電が直面する課題を明らかにし、環境保全の観点からガス火力発電所を育成していくための政策を検討することを目的とする。



内容

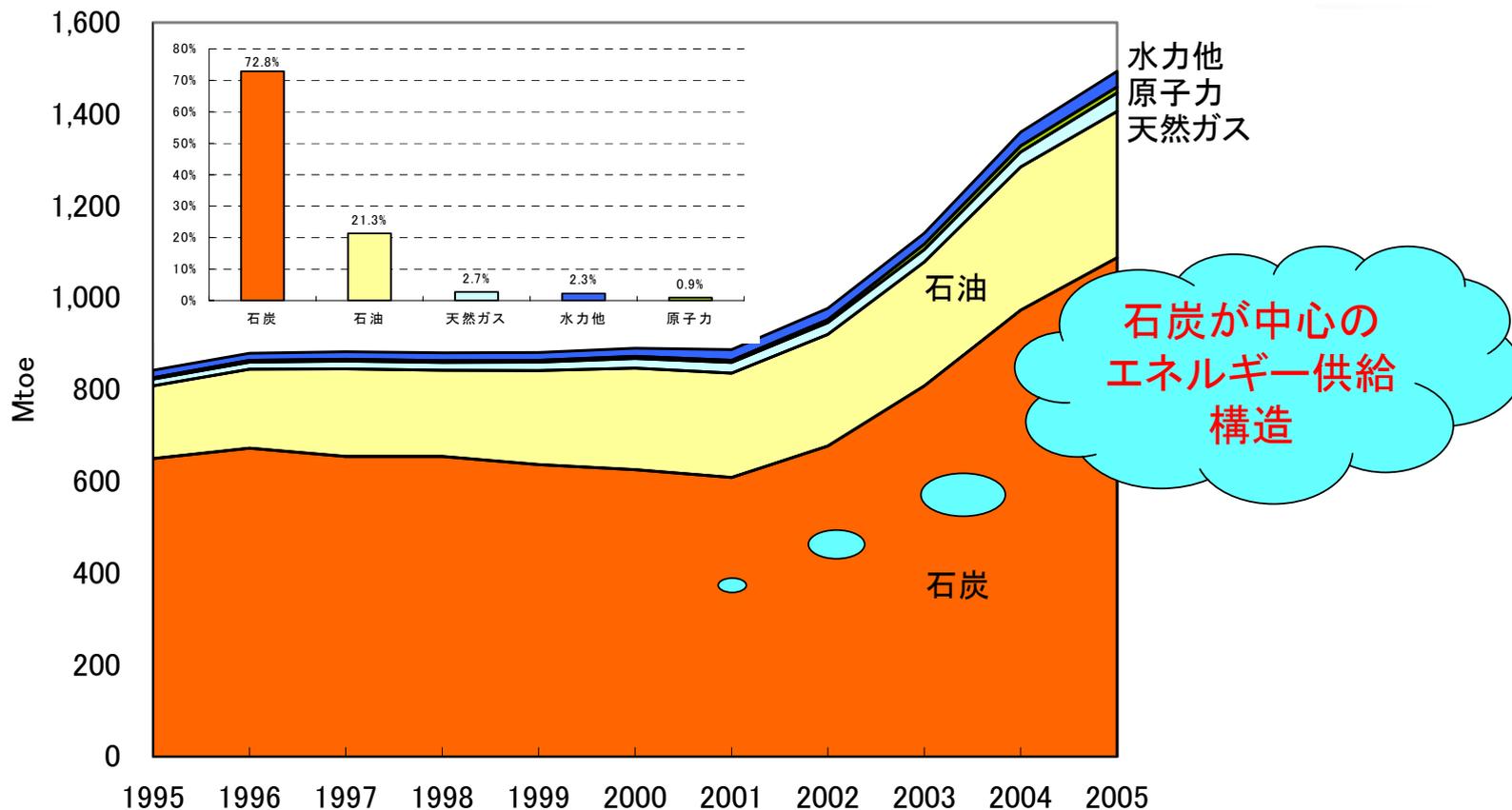
1. エネルギーの需給状況
2. 中国の天然ガス産業
3. 中国の電力産業
4. ガス火力の現状と課題
5. インプリケーション



内容

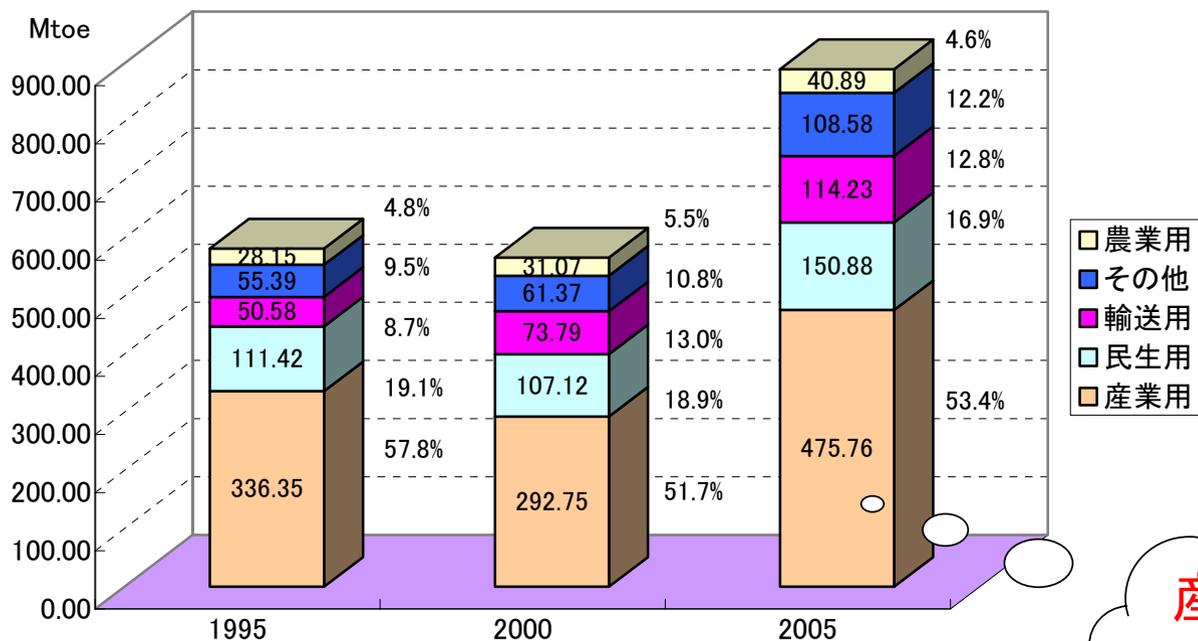
- ▶ 1. エネルギーの需給状況
- 2. 中国の天然ガス産業
- 3. 中国の電力産業
- 4. ガス火力の課題
- 5. インプリケーション

1.1 一次エネルギー供給量の推移



(出所) Energy Balances of Non-OECD Countries 2007, IEA.

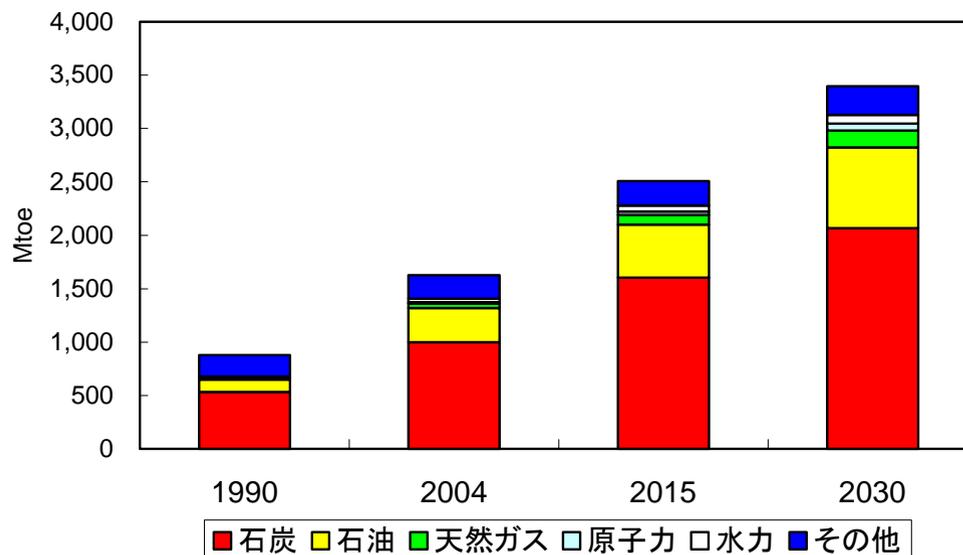
1.2 最終エネルギー消費量の推移



(出所) Energy Balances of Non-OECD Countries 2007, IEA.

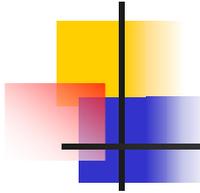
産業用が
50%以上
を占める

1.3 一次エネルギーの需要見通し



(出所) World Energy Outlook 2006, IEA.

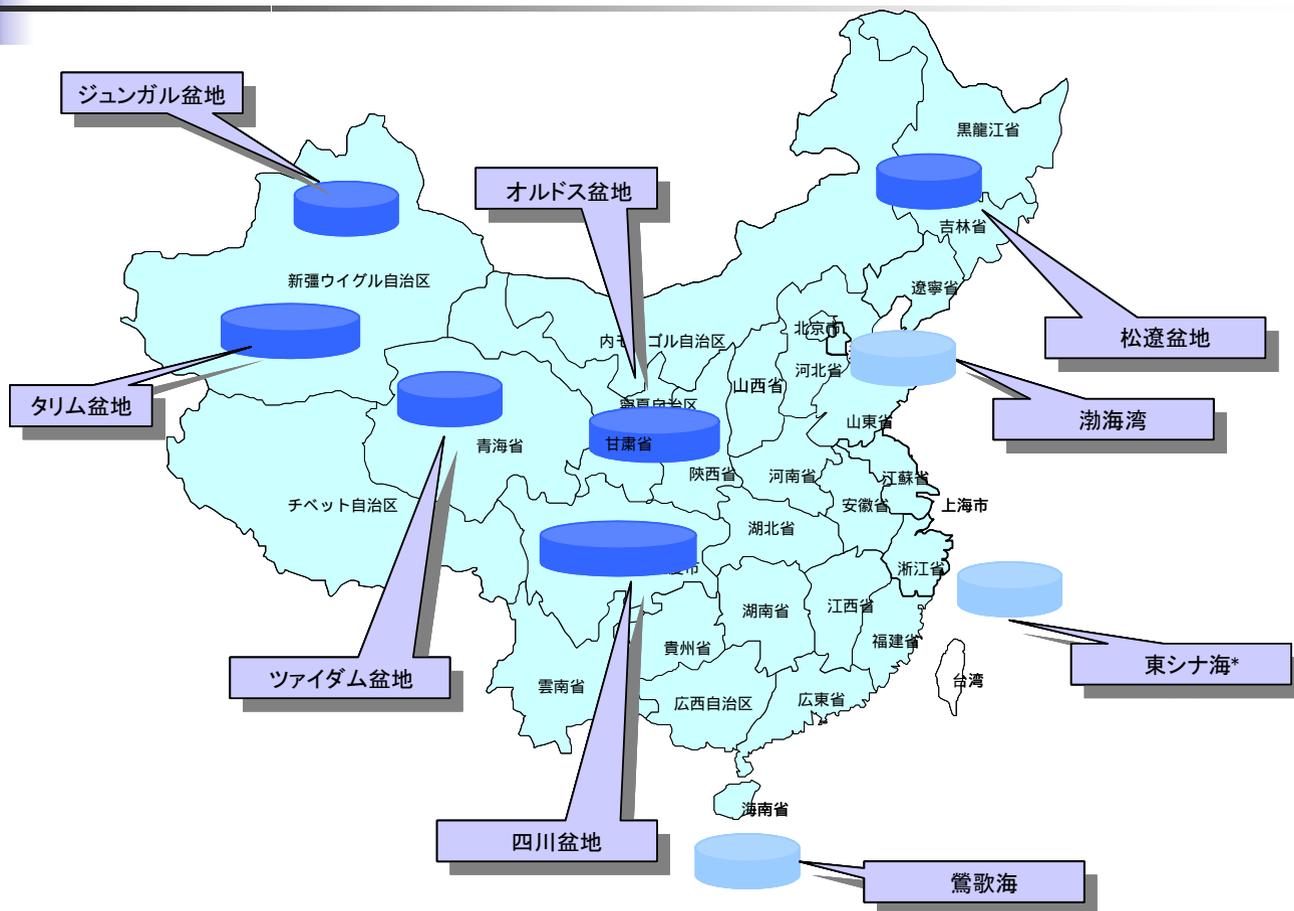
- 2004年から2015年まで年率4%、2015年から2030年まで年率2%の割合で増加し、2030年には現在の倍に達する規模。
- エネルギー源別の見通しをみると、石炭が60%以上のシェアを維持し、天然ガスが顕著に伸びるほか、石油が緩やかな増加傾向にある。



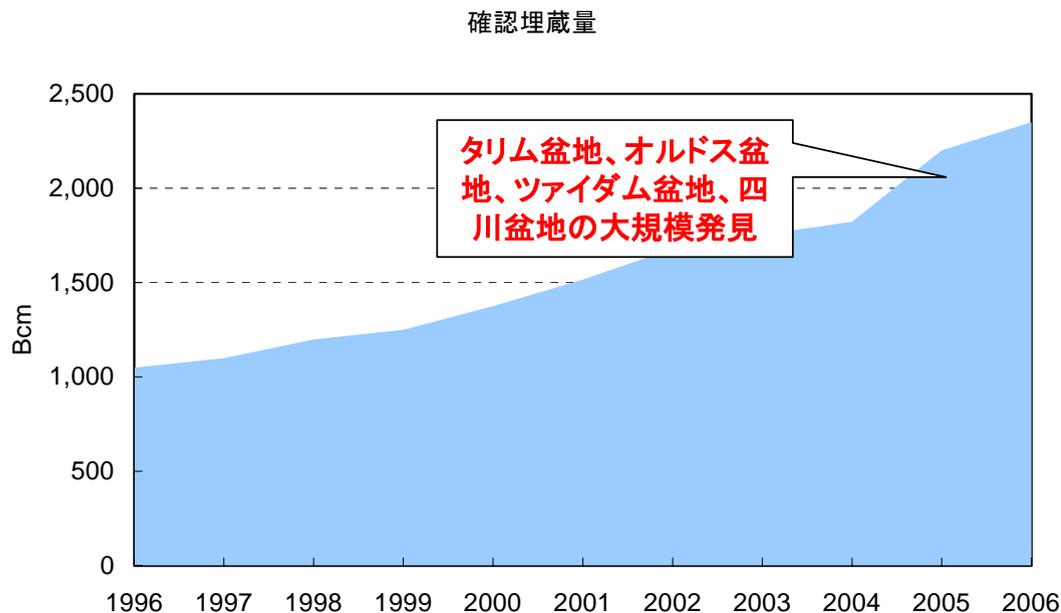
内容

1. エネルギーの需給状況
- ➡ 2. 中国の天然ガス産業
3. 中国の電力産業
4. ガス火力発電の現状と課題
5. インプリケーション

2.1 ガス田の分布



2.2 天然ガス確認埋蔵量の推移

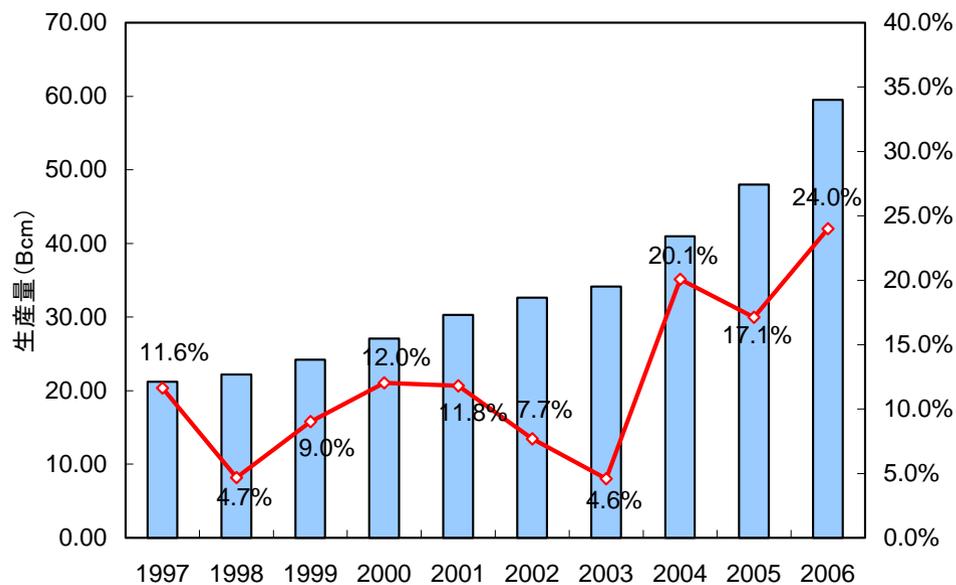


近年の大規模ガス田発見:

- オルドス・蘇里格 (2000): 533.6Bcm
- 四川・普光 (2003): 356Bcm
- 四川・竜崗 (2007): 700Bcm?!

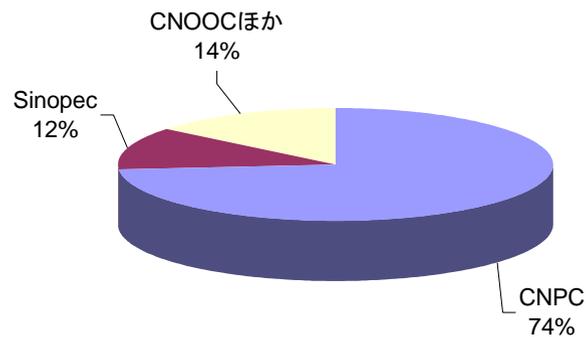
(出所) *Natural Gas in the World*, Cedigaz.

2.3 天然ガス生産量の推移



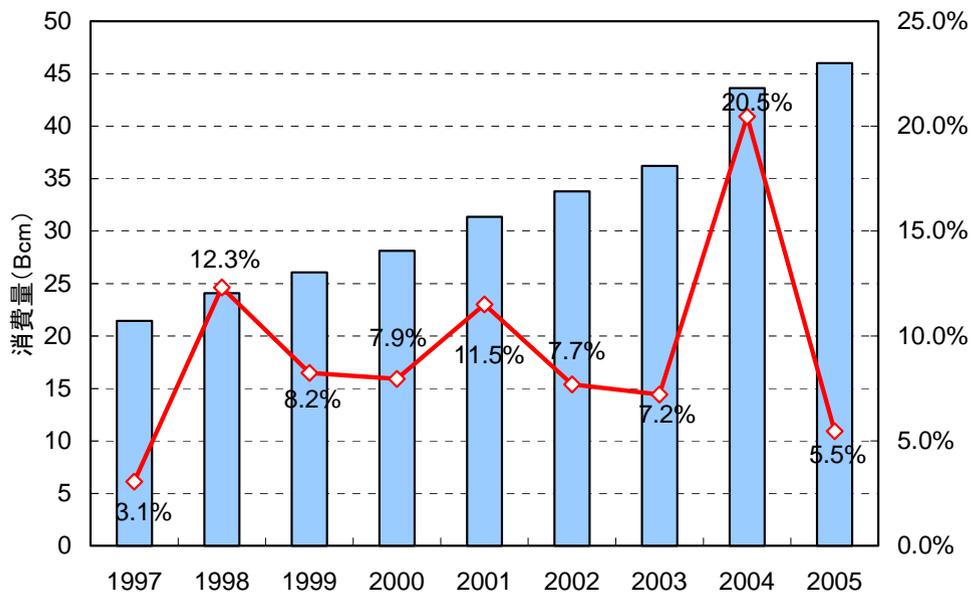
(出所) *Natural Gas in the World*, Cedigazほか.

事業者別生産量割合(2006)



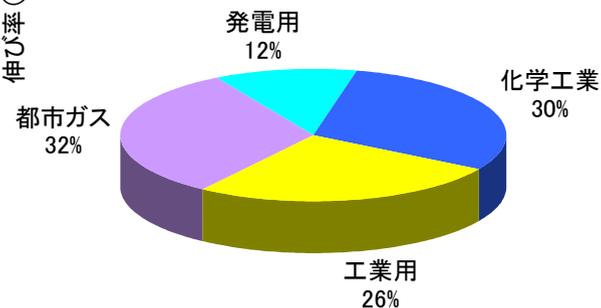
(出所) *East and West Report*, 2007年2月.

2.4 天然ガス消費量の推移



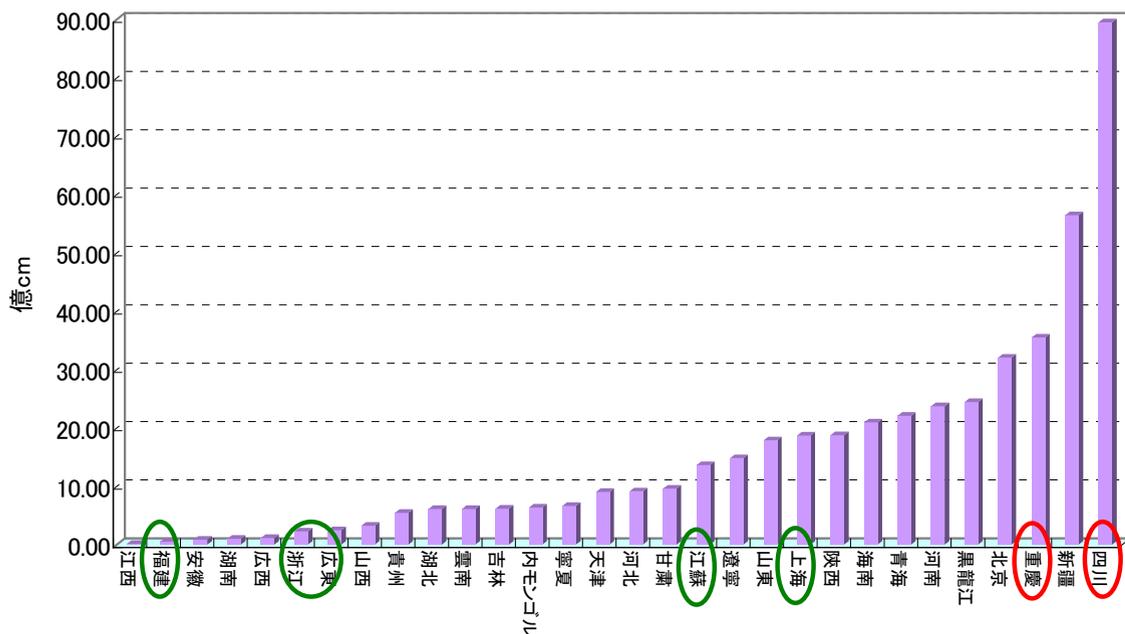
(出所) *Natural Gas in the World*, Cedigaz;
『中国エネルギー統計年鑑 2006』。

需要家別消費割合 (2005)



(出所) 国家发展改革委员会能源局、「中国天然ガス産業の現状および発展戦略」、2006年11月。

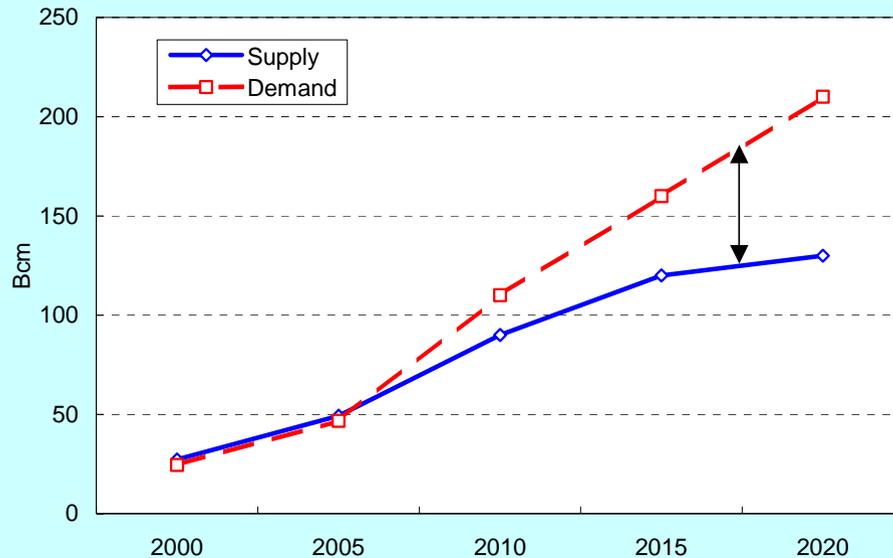
2.5 地域別天然ガス消費量(2005)



- 四川、重慶が消費全体の26.9%を占め、最大の消費地域である。
- 一方、消費全体に占める沿岸都市の割合がまだ小さい。
- 天然ガスはガス田の所在地域を中心に消費されている。

(出所)『中国エネルギー統計年鑑 2006』.

2.6 天然ガスの需要見通し-①



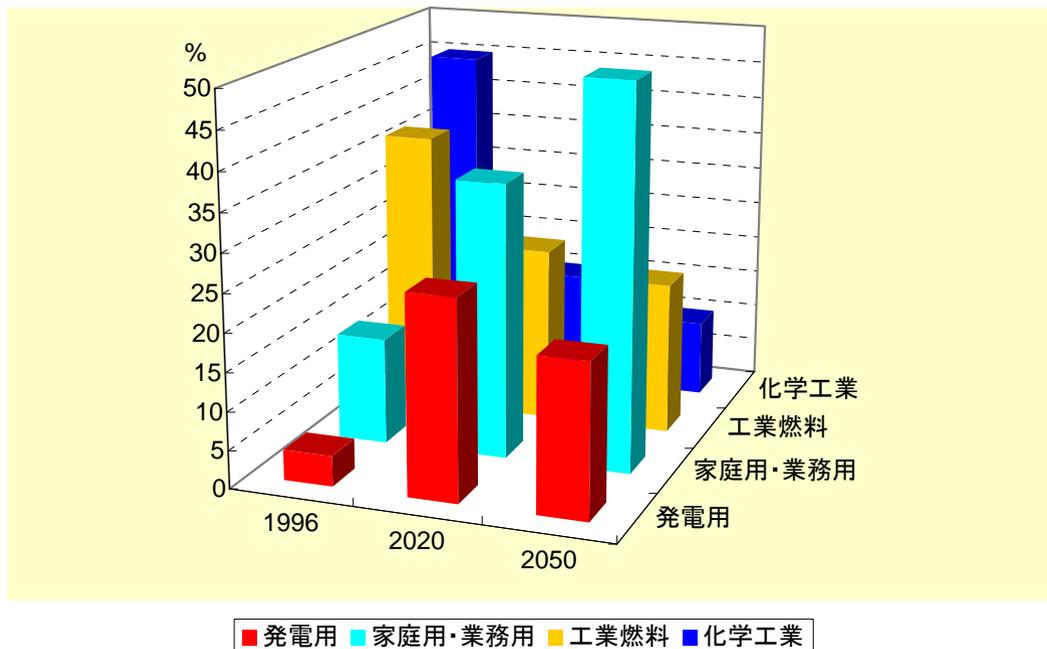
■ 国内の天然ガス需要を満たすため、2010年に20Bcm、2015年に40Bcm、2020年には80Bcmの天然ガス(LNG)輸入が見込まれる。

■ しかし、2007年の大型ガス田(四川竜崗ガス田)の発見により、同左の需給見通しに変化が生じる可能性がある。

(出所)国家発展改革委員会能源局、「中国天然ガス産業の現状および発展戦略」、2006年11月ほか。

2.6 天然ガスの需要見通し-②

天然ガス用途別需要構成見通し



- 家庭用・業務用需要は著しく増加し、2020年には全体の36%、2050年には全体の50%を占める見込み。
- 工業用は着実に低下し、化学工業用の低下は著しい。

(出所) 国家発展改革委員会能源局、「中国天然ガス産業の現状および発展戦略」、2006年11月。

<参考> 都市ガスの市場分布図



- 凡例
- 既存パイプライン
 - - - 中長期のパイプライン建設計画
 - 海上ガス田
 - ◆ LNGの受入設備
 - 省都
 - 一般都市

■ 天然ガスは中国都市ガスの主要燃料となり、2020年に、都市ガスに占める天然ガスの割合は全体の60～70%になる見込み。

2.6 天然ガスの需要見通し-③



2.7 ガスパイプライン



主要パイプライン(全国計2.4万km):

1. 西気東輸
2. 陝京パイプライン
3. 第2陝京パイプライン
4. 済寧蘭パイプライン
5. 忠武パイプライン
6. 西南パイプライン
7. 崖港パイプライン

計画中パイプライン

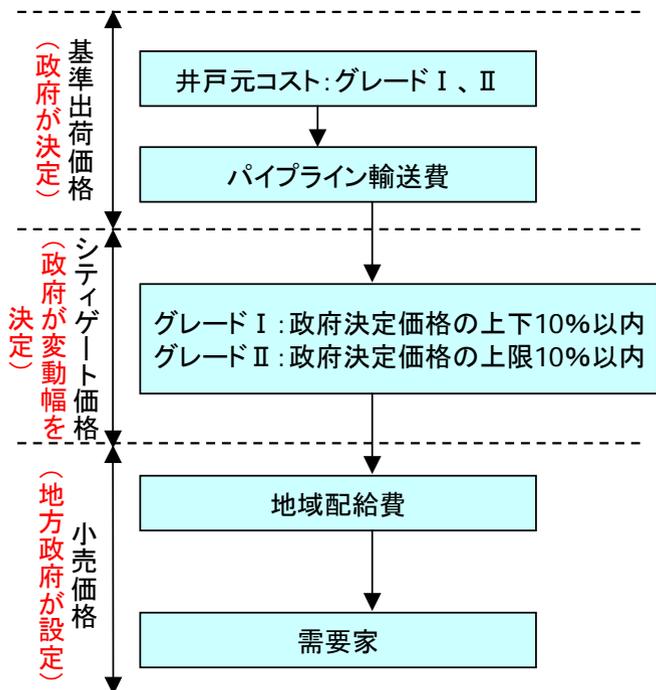
1. 大慶-ハルビン
2. 大慶-チチハル
3. 川気東輸
4. 川気南輸(FS), etc.

<参考> 既存・計画中パイプライン 一覧表

主要パイプライン(既設)						
	区間	総延長	ガス供給源	輸送設計能力	商業運転	運用主体
西南パイプライン	成都～重慶～忠県 環状パイプライン	不明	四川盆地	不明	不明	Sinopec
崖港パイプライン	海南島～香港	778km	鶯歌海崖城13-1 ガス田	2.9Bcm/年	1996年	CNOOC
塔輪パイプライン	新疆塔中～輪南	315km	タリムガス盆地	0.7Bcm/年	1996	PetroChina
渋格パイプライン	青海省渋北～格爾木(ゴルムド)	189km	青海ガス田	0.8Bcm/年	1996	PetroChina
鄯烏パイプライン	新疆鄯善～ウルムチ	302km	新疆ガス田	N.A.	1997	PetroChina
陝京パイプライン	陝西省靖辺～北京市	853km	オルドス盆地	2Bcm/年	1997	PetroChina
靖西パイプライン	陝西省靖辺～西安	488km	オルドス盆地	0.5Bcm/年	1997	PetroChina
靖銀パイプライン	陝西省靖辺～銀川	320km	オルドス盆地	0.6Bcm/年	1997	PetroChina
平上パイプライン	平湖～上海	375km	平湖ガス田	0.7Bcm/年	1997	CNOOC
洪寧蘭パイプライン	青海省渋北～甘肅省蘭州	953km	青海ガス田	2Bcm/年	2001	PetroChina
長呼パイプライン	長慶～フフホト	506km	長慶ガス田	1Bcm/年	2003	PetroChina
西気東輸	タリム盆地～上海市	3,900km	タリム盆地	12Bcm/年	2004	PetroChina(95%),Sinopec(5%)
忠武パイプライン	重慶忠県～湖北省武漢	760km	四川盆地のガス田	3Bcm/年	2005	PetroChina
第2陝京パイプライン	陝西省靖辺～北京市	920km	オルドス盆地	3Bcm/年	2005	PetroChina
西気東輸-第2陝京 パイプライン連結線	西気東輸-第2陝京 パイプライン	886km	相互供給	-	2005	PetroChina
全国合計(2005年)	2.4万km					
計画中パイプライン						
	区間	総延長	ガス供給源	輸送設計能力	商業運転 (予定)	運用主体
大慶-ハルビン	黒龍江省大慶～ハルビン	7.8km	大慶	5Bcm/年	2007年	PetroChina
大慶-チチハル	黒龍江省大慶～チチハル	148.8km	大慶	N.A.	2007年	PetroChina
榆林-済南	陝西省榆林～山東省済南	1,045km	オルドス盆地	3Bcm/年	2008	Sinopec
川気東輸	四川普光～上海市	1,702km	四川省普光ガス田	12Bcm/年	2010年	Sinopec
第2西気東輸	新疆コルガス～広東省、上海	7,700km	タリム盆地	30Bcm/年	2010年	PetroChina

2.8 天然ガスの料金体制

2005年12月天然ガス料金体制改革のポイント



2005年12月の「通知」によるガス料金の値上げ幅:

- ①工業用、都市ガスは50元～150元/千m³
- ②化学肥料用は50元～100元/千m³
- ③家庭用(20m³)は3元/月

◇ 卸・小売ガス料金メニューの簡潔化:

- * 卸売: 各ガス田→ガス田グレードI (四川-重慶、長慶、青海、新疆、西気東輸、その他)、グレードII (上記以外)
- * 小売: 大口工業用需要家、小口工業用需要家、商業用、化学肥料、家庭用→都市ガス、大口産業用、化学肥料用

◇ 基準出荷価格・交渉価格の併用から基準出荷価格に基づく交渉価格への統一

- * グレードI: 基準出荷価格の上下10%以内
- * グレードII: 基準出荷価格の上限10%まで

◇ 代替可能エネルギー価格との連動

- * 連動比率: 原油:LPG:石炭=40:20:20
- * 年に1回、上限8%以内の調整

◇ グレードI、IIガス田間価格差の解消

- * グレードIのガス価格を上昇させる

＜参考＞政府基準出荷価格

		政府基準出荷価格 (実際の卸売価格は下記価格に基づき、一定範囲内で変動する)	
		政府基準出荷価格 (元/千m ³)	政府基準出荷価格 (\$/MMBtu)
グレード I			
四川－重慶	都市ガス	920	3.03
	化学肥料	690	2.27
	工業	875	2.88
長慶	都市ガス	770	2.53
	化学肥料	710	2.34
	工業	725	2.39
青海	都市ガス	660	2.17
	化学肥料	660	2.17
	工業	660	2.17
新疆	都市ガス	560	1.84
	化学肥料	560	1.84
	工業	585	1.93
その他(大港、遼河、中原)	都市ガス	830	2.73
	化学肥料	660	2.17
	工業	920	3.03
西気東輸 (全シティゲート平均価格)	都市ガス	1,270	4.18
	商業	1,120	3.69
	電力	1,100	3.62
グレード II (上記以外)	都市ガス	980	3.22
	化学肥料	980	3.22
	工業	980	3.22

2.9 LNG基地

稼働・建設中・承認済のLNG受け基地

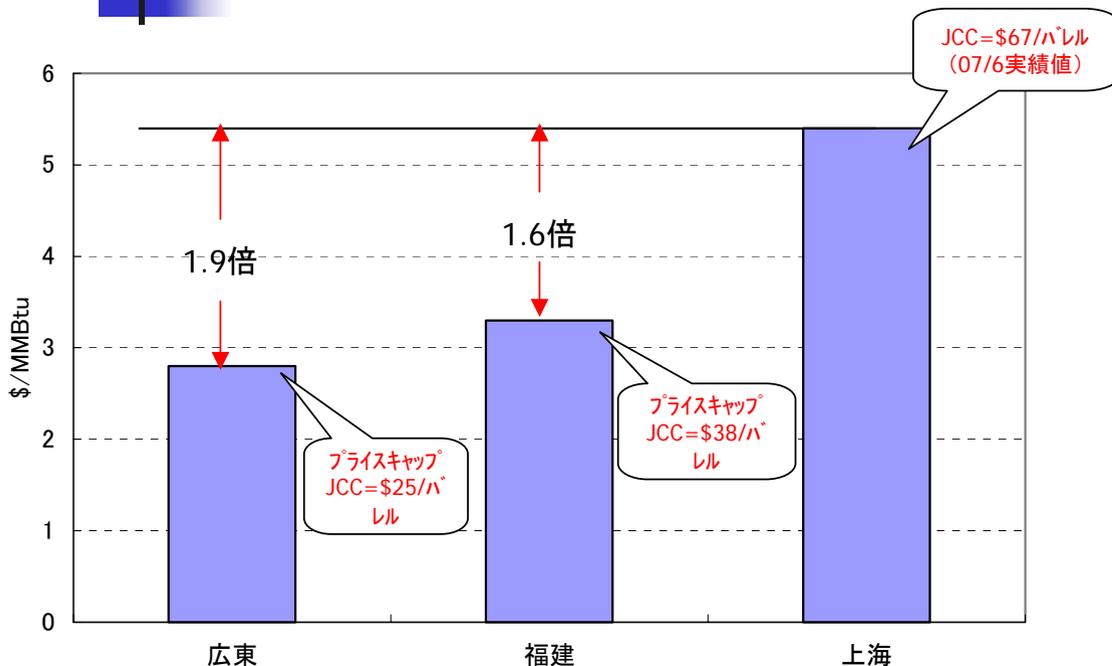


建設地	稼働開始	受入能力 (万トン/年)	事業主体	供給源	現況
広東省シンセン	2006年	370→670	CNOOC(33%)、BP(30%)、その他(37%)	オーストラリア NWS	I期稼働中
福建省莆田	2007年	260→500	CNOOC(60%)、福建中閩公司(40%)	インドネシア Tangguh	建設中
上海	2009年	300→600	CNOOC(49%)、 Shenergy(51%)	マレーシア Petronas	建設中
江蘇省如東	2011年	350→600	PetroChina(55%)、シンガ ポールRGM(35%)、江蘇 国信投資集団(10%)	未定	承認済

■ その他

- ✓ 仮承認済LNG受入基地: 山東省青島(SINOPEC、華能集団)、
浙江省寧波(CNOOC、浙江能源集団公司、寧波電力公司)
- ✓ 計画中11箇所

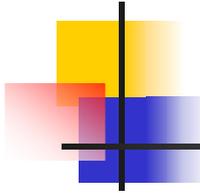
2.10 LNG輸入FOB価格(試算)



■ JCC=\$67/バレルのとき、上海LNGのFOB価格は広東の約1.9倍、福建の約1.6倍となっている。

■ 国際市場価格に基づく天然ガス(LNG)の調達が求められつつある。

(注) 広東省の2007年6月のLNG輸入CIF単価は\$3.16/MMBtuとなっている。
(出所) 馬洪海、「浙江省天然ガス市場の分析および提案」、『中国エネルギー』、2007年3月号より日本エネルギー経済研究所試算。



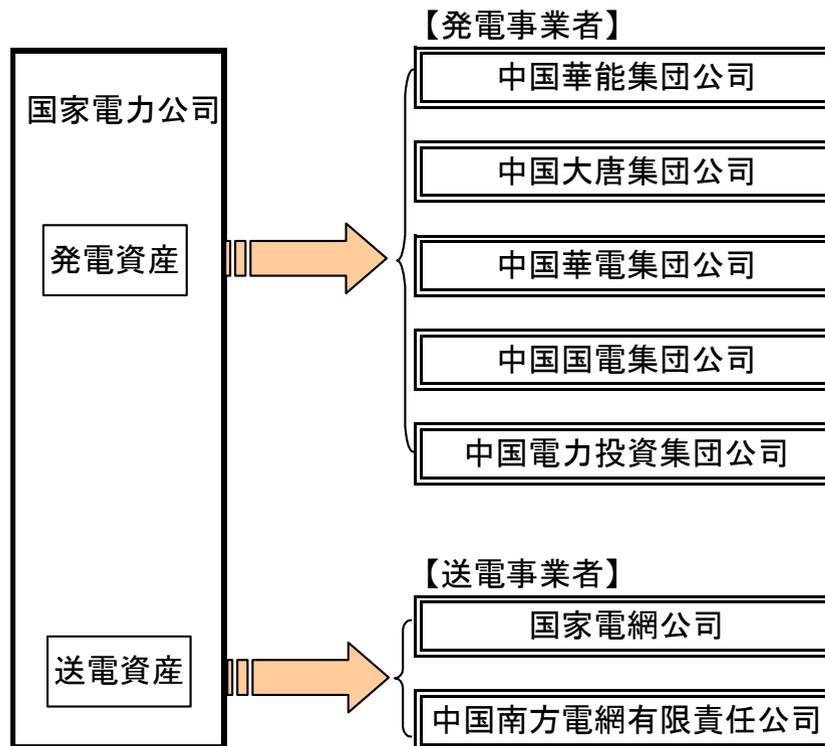
内容

1. エネルギーの需給状況
2. 中国の天然ガス産業
- ▶ 3. 中国の電力産業
4. ガス火力発電の現状と課題
5. インプリケーション

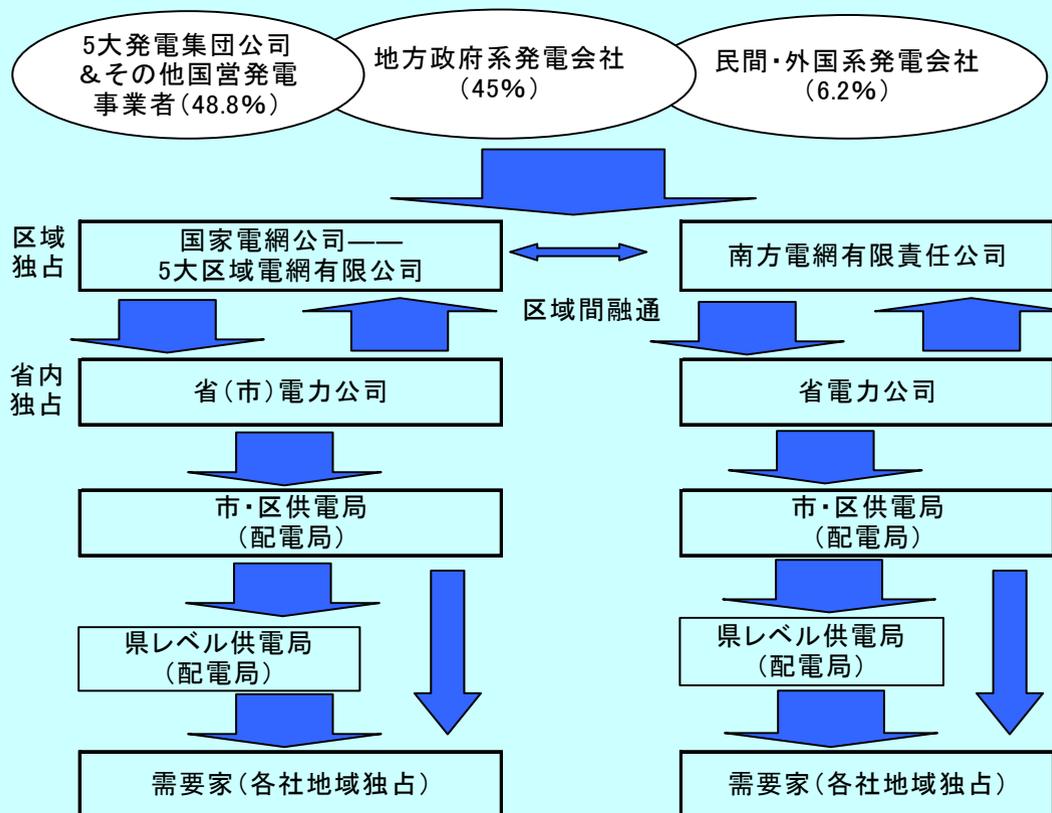
3.1 電力産業の体制改革

- 2002年2月の「電力体制改革方案(国発5号)により」

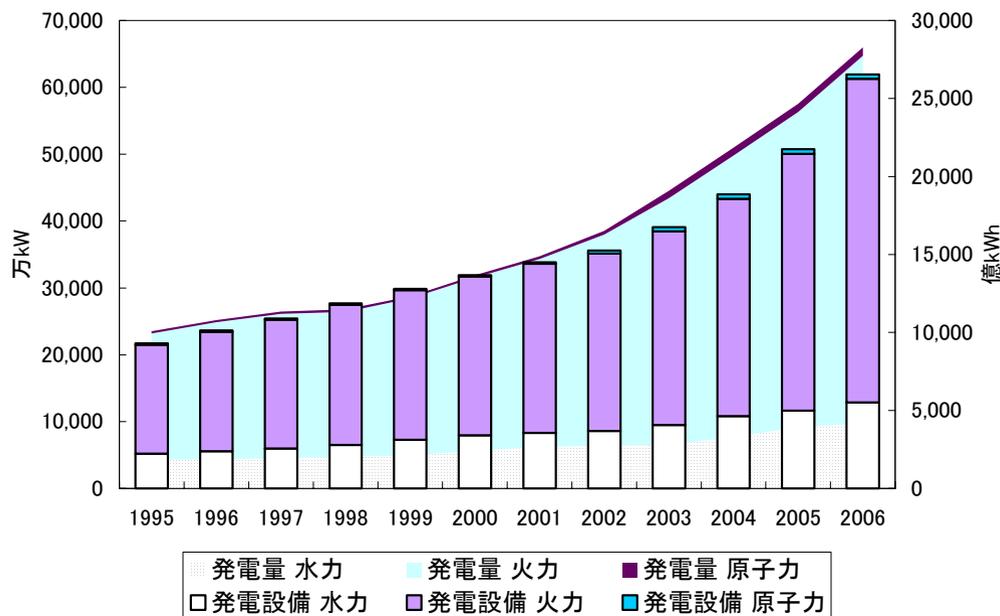
国家電力会社の再編
2002年12月



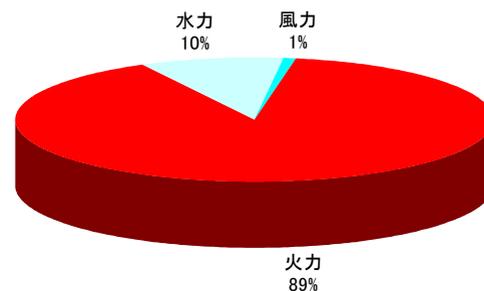
3.2 電力市場の供給体制



3.3 発電設備および発電量の推移



新設発電設備の内訳(2006)



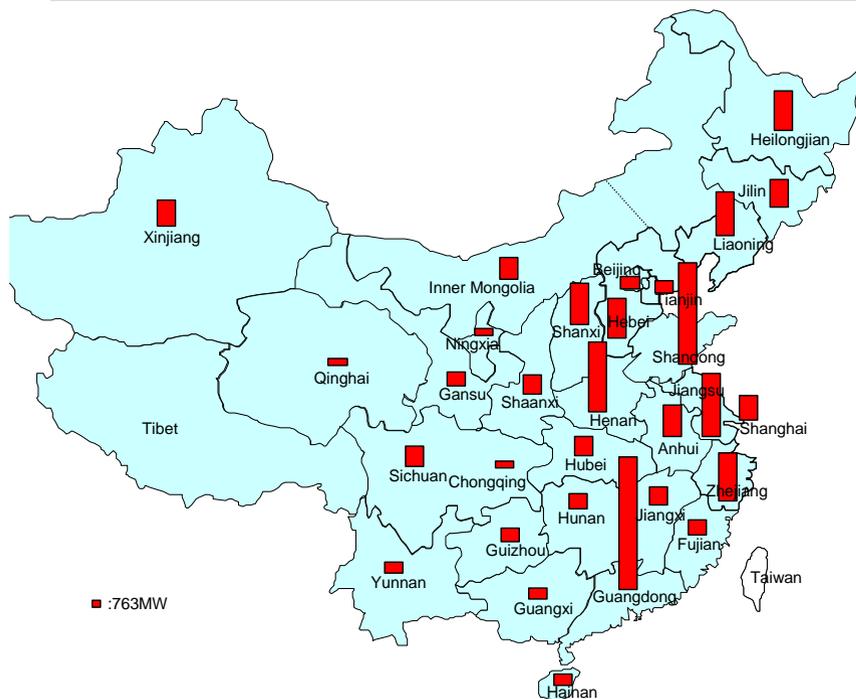
(出所)中国電力企業連合会速報.

(出所)中国電力企業連合会、「中国電力工業統計年度報告」、各年度.

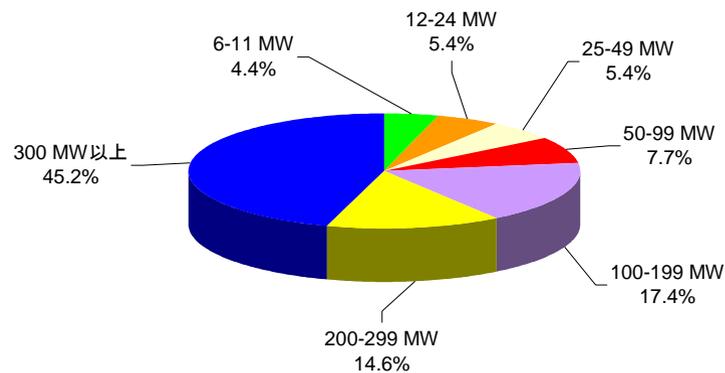
- 発電設備6億2,200万kWのうち、**火力が全体の77.8%**、水力が全体の20.7%、原子力が全体の1.1%。
- 発電量2兆8,344億kWhのうち、**火力が全体の83.17%**、水力が全体の14.7%、原子力が全体の1.9%。

3.4 火力発電設備の規模

小規模火力発電所(12.5万kW以下)の分布(2005)



火力発電設備の容量構成(2004)

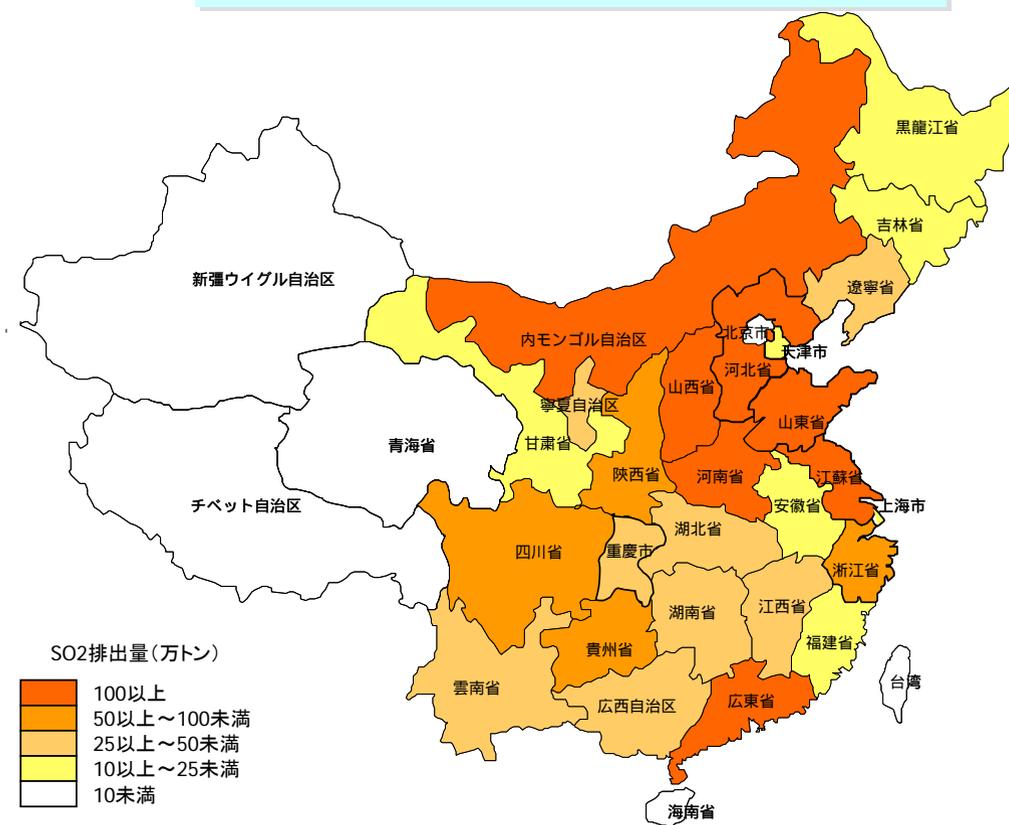


(出所) *Electric Power in China 2005*,
China Electric Power Information Center.

- 単機容量30万kW以下のユニットが全体の54.8%を占めている。
- 小規模火力発電所(12.5万kW以下)が最も多い上位5省は、広東省、山東省、河南省、江蘇省、浙江省の順となっている。 28

3.5 火力発電所の環境問題-①

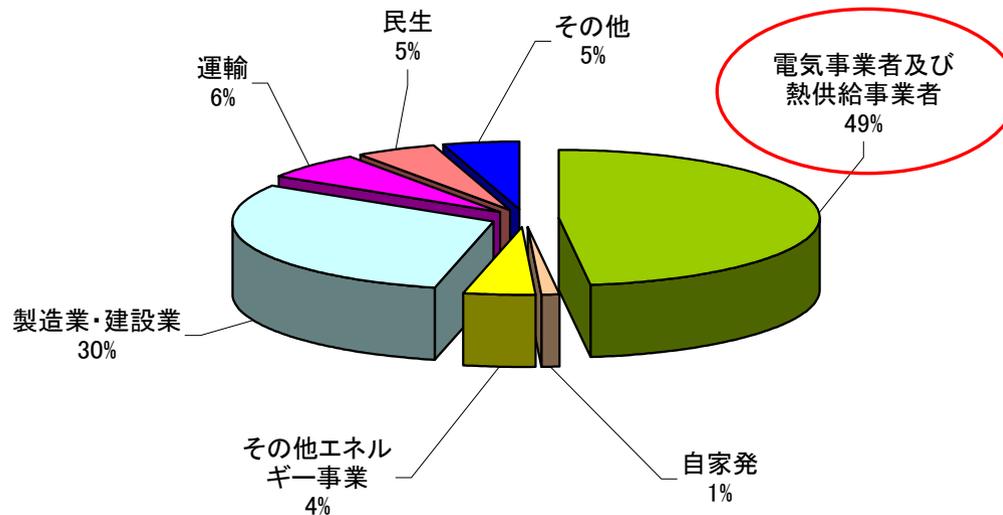
火力発電業界のSO₂の排出状況(2004)



- 中国全体のSO₂排出総量の約半分を占めている。
- 地域別をみると、北方地域と広東省での排出量が最も多くなっており、長江デルタでは、江蘇省を除き比較的少ない。
- 火力発電所の脱硫装置設置の普及率は石炭火力全体の14%、脱硫率は全体の20.2%に止まっている(2005年実績値)。
- 発電所のNO_xの排出について、まだ具体策がない。

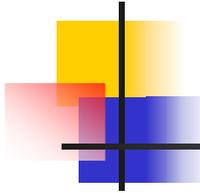
3.5 火力発電所の環境問題-②

部門別CO2排出量(2004年)



(出所) CO2 Emissions From Fuel Combustion 2006, IEA .

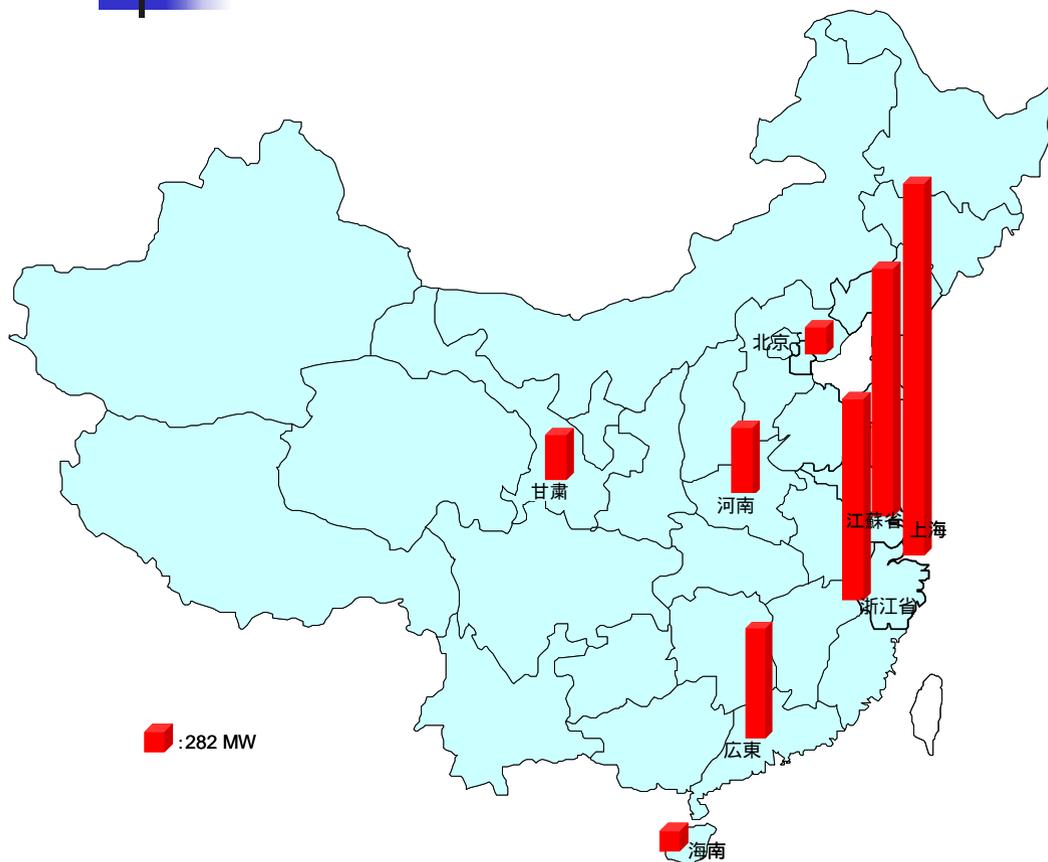
- 中国CO2排出量全体のうち熱電供給事業が約半分を占めている。



内容

1. エネルギーの需給状況
2. 中国の天然ガス産業
3. 中国の電力産業
- ➡ 4. ガス火力発電の現状と課題
5. インプリケーション

4.1 ガス発電所の現状



- 2006年末現在、ガス火力発電設備は設備全体のわずか**1.7%**で、火力発電設備全体のわずか**2.2%**である。
- ガス燃料を調達できないため、上海市では2005年に約**400万kW**、2006年に約**600万kW**の発電設備が稼働できなかった。

<参考>建設・計画中ガス火力 発電所一覧表

Province	Power Station	Unit Capacity (MW)	Total Capacity (MW)	Province	Power Station	Unit Capacity (MW)	Total Capacity (MW)
Shanghai	Lingang	-	1,600	Guangdong	Shenzhen Dongbu I	2×350MW	700
Zhejiang	Xiaoshan	2×350MW	700		Shenzhen Dongbu II	8×350MW	2,800
	Jinhua	1×150MW	150		Shenzhen Qianwan I	3×350MW	1,050
	Guohua Yuyao	2×780MW	1,560		Shenzhen Qianwan II	6×350MW	2,100
Jiangsu	Huaneng Jinling	1×390MW	390		Huizhou I	3×350MW	1,050
Fujian	Jinjiang	4×350MW	1,400		Huizhou II	6×350MW	2,100
	Xiamen Dongbu I	2×350MW	700		Zhujiang I	2×350MW	700
	Xiamen Dongbu II	2×350MW	700		Zhujiang II	4×350MW	1,400
	Putian	4×350MW	1,400		Henan	Zhengzhou	2×350MW
Sichun	Jiangyou	2×300MW	600		Total		

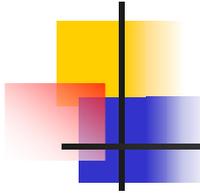
4.2 電源構成の見通し

項目	2005年	2006年	2010年(予測)	2020年(予測)
総発電設備容量(億kW)	5.1718	6.2200	8.0000	9.5-11.0
石炭火力	3.9138	4.8405	5.5000	7.0前後
水力	1.1739	1.2857	1.8000	3.0前後
原子力	0.0685	0.0685	0.100	0.400
天然ガス		0.1067 ^(注)	0.130	0.600
風力	0.0126	0.0187	0.050	0.300-0.400
バイオマス			0.055	0.200
太陽光				0.020
年間増加分(万kW)	7,000	10,482	5,000(5年平均)	3,000-4,000

(注)各種資料より集計.

(出所)中国電力企業連合会等各種発表、報道資料より作成.

- 発電設備容量は2010年に約8億kW、2020年に約11億kWになる見通し。
- 発電設備全体に占めるガス火力の割合は、2020年に2006年の1.7%から5%前後に達する見込み。



4.3 ガス火力の課題

■ ガス燃料の安定供給確保問題

- ガス燃料を調達できないため、上海市では2005年に約400万kW、2006年に約600万kWの発電設備が稼働できなかった。

■ 競争力欠如の問題

- ガス火力/CCGTの発電コスト:0.2354元/kWh、石炭火力の発電コスト:0.1332元/kWh
- 地域ごとに均一の卸電気料金

■ 売電契約の問題

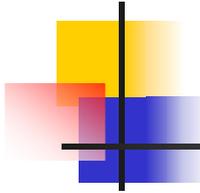
- 売電契約:年間購入契約
- ガス燃料供給契約:Take-or-Pay方式

■ 電気料金制度の問題

- 燃料調整制度の対象は石炭のみ
- 卸電気料金に石炭火力発電事業者の脱硫装置設置費が考慮されているが(0.03元/kWh)、ガス火力発電事業者に対し現段階では優遇措置がない

<参考>卸電気料金(2004年6月)

Region	Province	Wholesale price (RMB/kWh)			
		Thermal			Hydro
		Coal-fired power plants		Gas-fired power plants	
with FGD	without FGD				
North China	Beijing	0.320	0.305	-	-
	Tianjin	0.320	0.305	-	-
	Hebei	0.320	0.305	-	-
	Shanxi	0.250	0.235	-	-
	Shangdong	0.325	0.310	-	-
	Inner Mongolia	0.252	0.237	-	-
East China	Shanghai	0.390	0.375	-	-
	Jiangsu	0.370	0.355	-	-
	Zhejiang	0.400	0.385	-	-
	Anhui	0.345	0.330	-	-
	Fujian	0.365	0.350	-	-
Central China	Hubei	0.335	0.320	-	-
	Hunan	0.360	0.345	-	0.315
	Jiangxi	0.350	0.335	-	-
	Henan	0.305	0.290	-	-
	Sichuan	0.310	0.295	-	0.280
Chongqing	0.310	0.295	-	-	
South China	Guangdong	0.420	0.405	-	-
	Guangxi	0.335	0.320	-	0.260
	Yunnan	0.255	0.240	-	0.215
	Guizhou	0.250	0.235	-	0.215
	Hainan	0.365	0.350	0.350	0.260



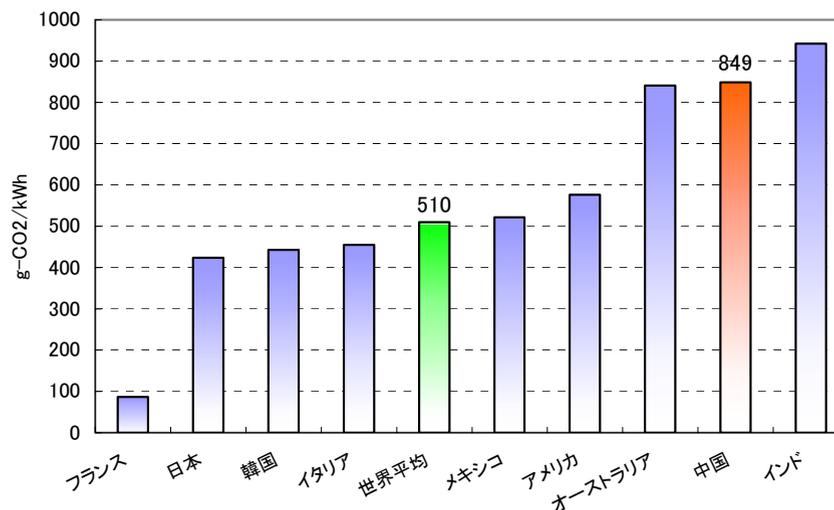
内容

1. エネルギーの需給状況
2. 中国の天然ガス産業
3. 中国の電力産業
4. ガス火力発電の現状と課題
- ➡ 5. インプリケーション

5. インプリケーション-①

世界のCO2排出量(2004年) 主要国熱電供給kWh当たりCO2排出量(2004年)

順位	国別	CO2排出量 (百万t-CO2)	比率 (%)
1	アメリカ	5,800	21.8%
2	中国	4,768.6	17.9%
3	ロシア	1,528.8	5.8%
4	日本	1,215	4.6%
5	インド	1,102.8	4.1%
6	ドイツ	848.6	3.2%
7	カナダ	550.9	2.1%
8	イギリス	537.1	2.0%
9	イタリア	462.3	1.7%
10	韓国	462.1	1.7%
11	フランス	386.9	1.5%
12	メキシコ	373.7	1.4%
	その他	8,546.5	32.1%



(出所) CO2 Emissions From Fuel Combustion 2006, IEA .

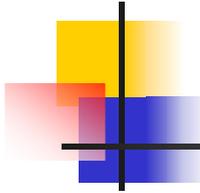
■ 温暖化防止の観点から、中国は石炭を中心とする電源構成の最適化、i.e.ガス火力の建設を図る必要性がある。

5. インプリケーション-②

- 国内のガス需給状況がタイトになりつつある中、現行のガス消費構造の調整による発電用ガス燃料の確保を図る必要がある。
 - 四川省：都市ガス：工業用：肥料製造用ガス料金の比例＝1：0.95：0.75
 - 2000年から2005年まで、化学肥料の年平均伸び率は9%であった
 - 2000年から2005年まで、主要化学肥料（尿素およびアンモニウム）の輸出は年平均2桁の伸び率を維持している

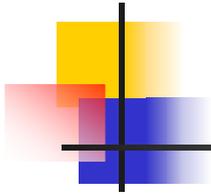
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2005/2000 年平均伸び率
尿素	960.7	1270.2	41.3	2730.3	3942.9	1570.6	10.3%
硫酸アンモニウム	15.4	80.1	55.4	109.1	411.8	269.9	77.3%
硝酸アンモニウム	29.5	46.8	81.4	119.9	165.8	223.7	50.0%

(出所)東西貿易通信社(編)、『中国の石油産業と石油化学工業2006年版』、東西貿易通信社。



5. インプリケーション-③

- 天然ガス価格連動電気料金制度の導入を検討する必要がある。
 - 2005年6月より石炭連動電気料金制度が導入されてから、計2回にわたり卸電気料金および小売電気料金の値上げが実施された
- 系統運用方式の見直しによるガス火力の促進を図る必要がある。
 - 現行の給電方式は発電設備の燃料種別、発電効率などを考慮していない
 - 2010年までのSO₂削減義務を達成するには、クリーン電源や高効率石炭火力が優先的に送れるような給電システムの構築
- “上大圧小”政策によるガス火力の促進を図る必要がある。
 - 2010年まで、小規模(10万kW以下)火力発電所計5,000万kWを閉鎖する目標
 - “上大圧小”政策を契機に、小規模石炭から大型石炭火力、石炭火力からガス火力への転換を図る



本研究は、

not merely to “*encourage the growth potential for gas-fired power, but to unlock the development potential of the country’s gas market*”

--Gas to Power: China, International Gas Union.

ご清聴ありがとうございました!