

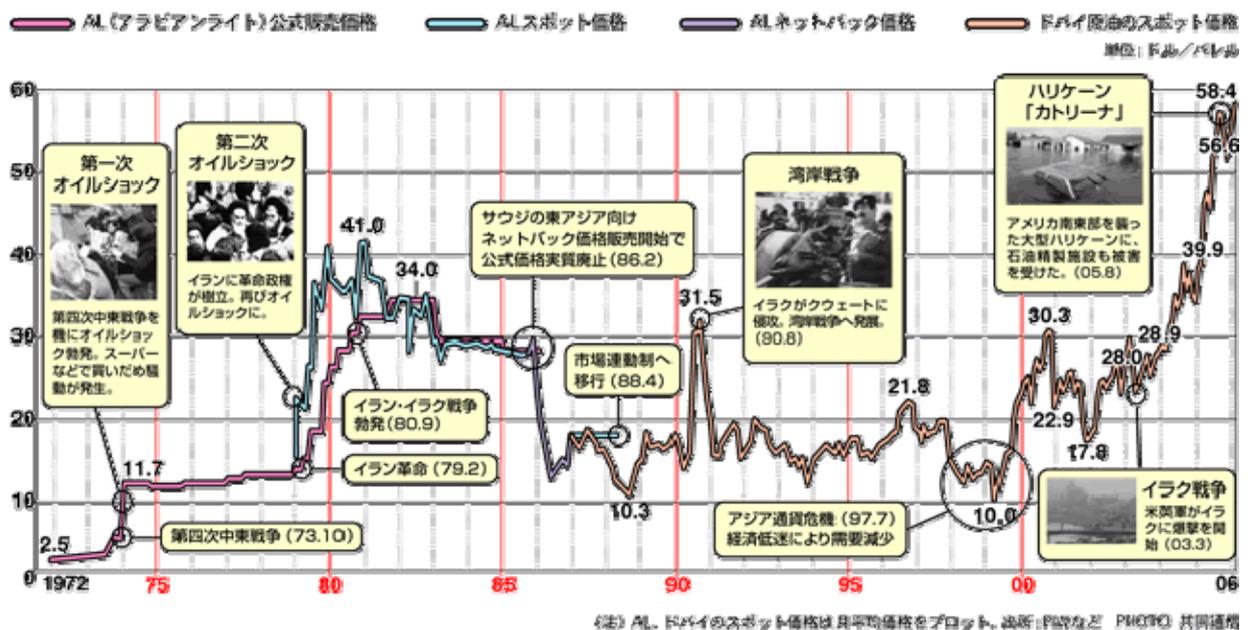
## エネルギー資源価格の上昇が発電コストに及ぼす影響

2006.4.25

日本原子力研究開発機構  
戦略調査室 小林孝男

1980年代後半から1990年代にかけて、オイルショック後の世界的な景気停滞や省エネの浸透などにより、石油、天然ガス、石炭、ウラン等のエネルギー資源市場は、基本的には買い手市場の低価格安定状態で推移してきた。しかし、2000年代に入ってから、イラク戦争をはじめとする中東地域の政情不安の激化、さらに中国、インドなど人口巨大国のエネルギー需要の拡大と資源獲得政策の顕在化などにより、石油・天然ガス市場は売り手市場へと様相を一変し、価格が上昇し始めた。特に、2005年以降、アメリカ南部を襲った大型ハリケーン「カトリナ」の影響やイランの核開発問題、ナイジェリアの内紛などの不安定要因から原油価格は高騰し、90年代の10~20\$/Bに比べ、現在は60\$/B代（ドバイ原油スポット）の高値となっている（図1）。

図1 原油スポット価格の推移



出展：(財)日本エネルギー経済研究所 石油情報センター

ウラン価格は、1973年末の第一次オイルショックの影響を受け高騰した以外は、一般的に原油価格とは連動することなく、長期間の低価格状態が続いていたが、2003年4月に起きたカナダ マッカーサーリバー鉱山の坑内洪水事故をきっかけにスポット価格が上昇し始め、2003年当初の10\$から現在では41\$/ポンド U3O8まで価格が高騰した（Ux Weekly, 2006/4/3）。価格高騰の本質的な理由は、在庫の減少による将来の供給不安によるところが大きいですが、石油・天然ガス価格の高騰が心理的に影響し、追い討ちをかけている可能性は否定できない。最も価格が安定していた石炭市場においても、2003年後半から2005年にかけてオイルショック以来の価格急騰（30\$/t前後⇒50\$/t前後）が生じた。

このようなエネルギー資源価格の上昇が、発電コストに与える影響はどの程度のものなのか、発電システム別に検討し比較を試みた。

## 1. 発電コストの構成

OECD/NEA-IEA (Projected Costs of Generating Electricity, 2005<sup>1)</sup>) は、OECD 主要国において、現在建設中または 2010～2015 年に運転開始が計画されている各種発電プラント (合計 130 件) の各国報告データに基づき、発電システム別のコスト分析を行っているので、本データを発電コスト構成の根拠として用いることにする。対象となるプラントおよび前提条件は以下に示すとおりであるが、プラントの詳細条件は末尾の参考 1 に示す。

### <対象プラント>

(1) 石炭火力発電	27 件	(5) 太陽光発電	6 件
(2) 天然ガス火力発電	23 件	(6) 水力発電	8 件
(3) 原子力発電	13 件	(7) 熱利用複合発電	22 件
(4) 風力発電	19 件	(8) その他 12 件 (本報告では省略)	

### <前提条件>

- ・ 発電コスト：耐用年数期間を通じ平準化した送電端コスト
- ・ 耐用年数：40 年
- ・ 平均稼働率：85% (基幹発電プラントのみ)
- ・ 割引率：5%および 10% (本報告では 10%の説明を省略)
- ・ 為替レート：119 円/US\$, 0.874€/US\$
- ・ 排出温暖化ガスの回収・処分コストやビジネスリスクに伴うコストは含まない

#### (1) 石炭火力発電

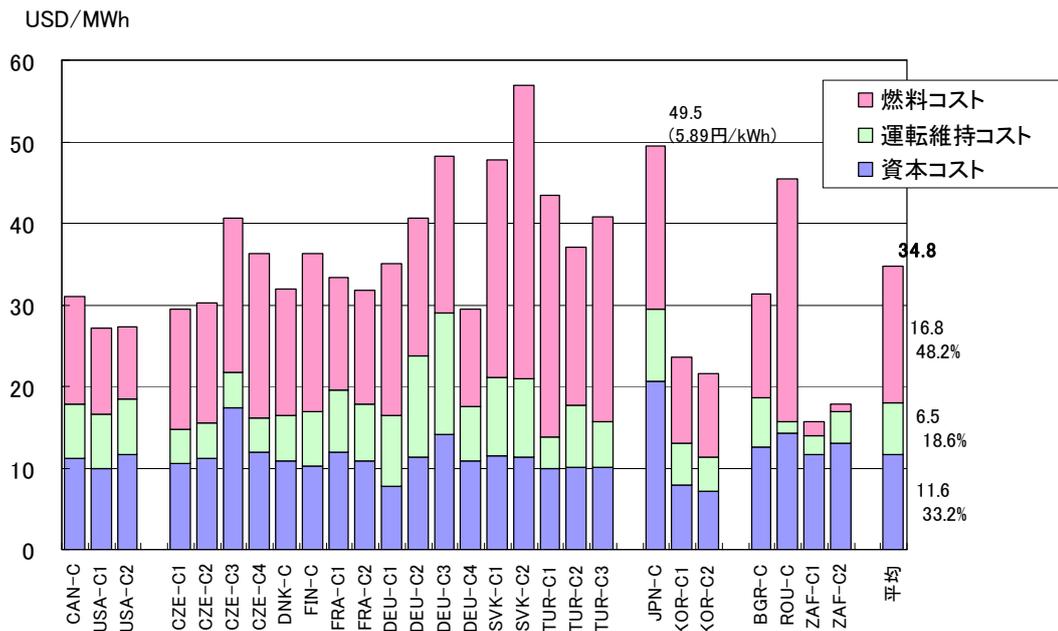
米国、カナダ、EU 各国、日本、韓国、南ア他から 27 プラントのデータが提供された。利用技術には既存の微粉炭火力の他、流動床燃焼 (FBC) 技術、さらにガス化複合サイクル (IGCC) 技術を用いたプラントも含まれる。多くは単基構成であるが、複数基構成の場合もある。単一ユニットの出力規模は、約 11 万～105 万 kWe と大きな幅があるが、単位出力あたりの建設コストは概ね 1,000～1,500US\$/kWe の範囲に入る。(プラント間のコスト差は、利用技術の違い、環境対策の違い、米国\$換算 (市場レートと購買力平価の乖離) 等によると考えられる。プラントの詳細データは他のシステムを含め参考 1 に示す)。このため、割引率 5%の場合には、資本コストにはあまり大きな差はない。しかし、石炭価格が各国の事情によって大きく異なるため (表 1) 燃料コストに大きな差が生じ、発電コストも 16～57US\$/MWh と国によって大きな差が生じている (図 2)。約半数のプラントでは、石炭価格 (実質) の若干のエスカレーション (40 年間で 20～70%) を見込んでいる。

□平均発電コスト：34.8US\$/MWh

□平均コスト構成比：資本 33.2%、運転維持 18.6%、燃料 48.2%

我が国から提供されたコストデータ (天然ガス火力、原子力を含め) は、割引率が異なるため単純比較はできないが、2004 年 1 月の電気事業分科会コスト等検討小委員会資料のコストデータ (参考 2) とほぼ同じ値となっている。

図2 石炭火力発電のコスト構成（割引率5%）



データ: Projected Costs of Generating Electricity, OECD/NEA-IAE, 2005

表1 データ提供各国の石炭価格前提

	2010		2020		2030		2040		2050		上昇率(%) 2010年比
	US\$/GJ	US\$/t*1									
CAN-C	1.41	37.48	1.41	37.48	1.41	37.48	1.41	37.48	1.41	37.48	0
USA-C1/2	1.30	34.56	1.43	38.02	1.57	41.74	1.73	45.99	1.90	50.51	46
CZE-C1/2 (brown coal)	1.27	33.76	1.34	35.62	1.45	38.55	1.82	48.38	2.00	53.17	57
CZE-C3	2.00	53.17	2.00	53.17	2.18	57.96	2.54	67.53	2.90	77.10	45
CZE-C4 (brown coal)	1.89	50.25	1.92	51.04	2.00	53.17	2.14	56.89	2.25	59.82	19
DNK-C	1.93	51.31	2.05	54.50	2.16	57.42	2.16	57.42	2.16	57.42	12
FIN-C	2.06	54.77	2.27	60.35	2.49	66.20	2.74	72.84	3.01	80.02	46
FRA-C1/2	1.70	45.19	1.70	45.19	1.70	45.19	1.70	45.19	1.70	45.19	0
DEU-C1/2/3	2.06	54.77	2.17	57.69	2.40	63.80	2.63	69.92	2.86	76.03	39
DEU-C4 (lignite)	1.14	30.31	1.37	36.42	1.60	42.54	1.72	45.73	1.94	51.57	70
SVK-C1	2.13	56.63	2.35	62.47	2.60	69.12	2.90	77.10	3.17	84.27	49
SVK-C2 (lignite)	2.91	77.36	3.18	84.54	3.46	91.98	3.76	99.96	4.09	108.73	41
TUR-C1 (lignite)	2.74	72.84	2.74	72.84	2.74	72.84	2.74	72.84	2.74	72.84	0
TUR-C2	1.95	51.84	1.95	51.84	1.95	51.84	1.95	51.84	1.95	51.84	0
TUR-C3	2.72	72.31	2.72	72.31	2.72	72.31	2.72	72.31	2.72	72.31	0
JPN-C	2.12	56.36	2.23	59.28	2.35	62.47	2.49	66.20	2.63	69.92	24
KOR-C1/2	1.16	30.84	1.16	30.84	1.16	30.84	1.16	30.84	1.16	30.84	0
BGR-C (lignite)	1.17	31.10	1.17	31.10	1.17	31.10	1.17	31.10	1.17	31.10	0
ROU-C (lignite)	2.29	60.88	2.29	60.88	2.29	60.88	2.29	60.88	2.29	60.88	0
ZAF-C1	0.15	3.99	0.15	3.99	0.15	3.99	0.15	3.99	0.15	3.99	0
ZAF-C2	0.10	2.66	0.10	2.66	0.10	2.66	0.10	2.66	0.10	2.66	0
平均*2	1.89	50.30	1.97	52.40	2.07	55.13	2.20	58.45	2.32	61.64	23

\*1: 石炭の質は異なるが一律に 1tの石炭は26.585GJ と仮定  
 \*2: 南ア(ZAF-C1/2)を除く平均

データ: Projected Costs of Generating Electricity, OECD/NEA-IEA, 2005

(2) 天然ガス火力発電

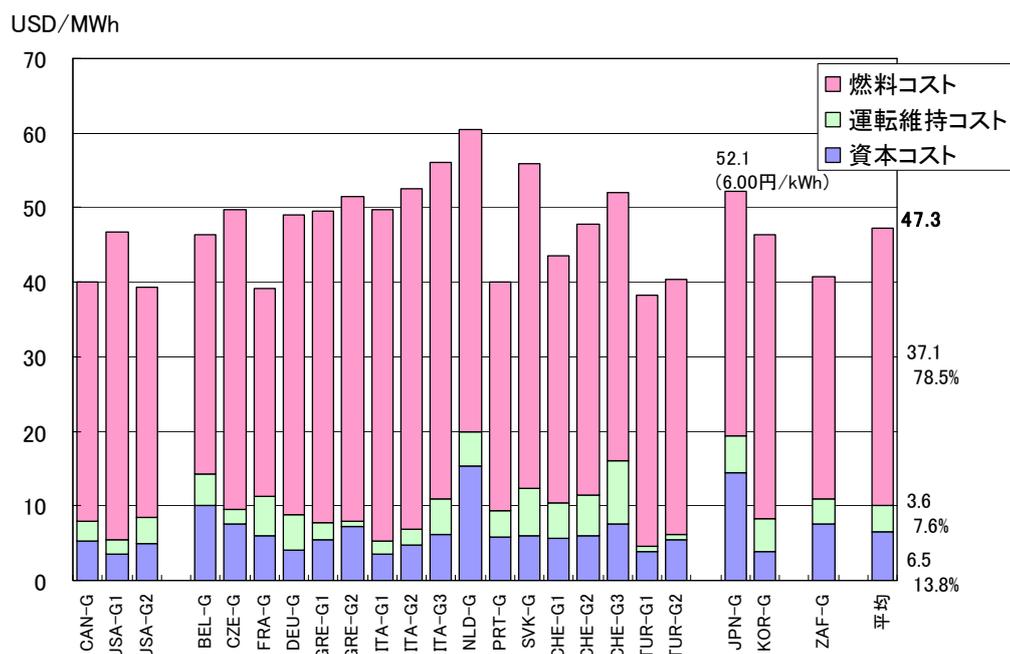
各国から 23 プラントのデータが提供されているが、1 プラントを除いて複合サイクル発電技術を用いている。石炭火力と同様、多くは単基構成であるが、複数基構成の場合もある。単一ユニットの出力規模は、11 万~160 万 kWe と石炭火力の場合以上に大きな幅がある。単位出力あたりの建設コスト

は概ね 400~800US\$/kWe の範囲に入り、石炭火力よりも低コストである。燃料コストが発電コストの 80%近くを占めており、また、天然ガス価格が各国間であまり差がないため、発電コストは 38~60US\$/MWh と比較的均一である。幾つかのプラントでは若干の天然ガス価格のエスカレーション(40年間で 50~70%)を見込んでいるが、多くの場合、エスカレーションは 0 または僅か(40年間で 10%程度)であり、各国のプラントの平均は 40年間で 13%である(表 2)。

□平均発電コスト：47.3US\$/MWh

□平均コスト構成比：資本 13.8%、運転維持 7.6%、燃料 78.5%

図 3 天然ガス火力発電のコスト構成(割引率 5%)



データ: Projected Costs of Generating Electricity, OECD/NEA-IAE, 2005

表 2 データ提供各国の天然ガス価格前提

	2010		2020		2030		2040		2050		上昇率(%) 2010年比
	US\$/GJ	US\$/Mbtu									
CAN-G	4.46	4.71	4.46	4.71	4.46	4.71	4.46	4.71	4.46	4.71	0
USA-G1/2	4.58	4.83	4.97	5.24	4.97	5.24	4.97	5.24	4.97	5.24	9
BEL-G	3.72	3.92	4.58	4.83	5.15	5.43					38
CZE-G	5.45	5.75	5.63	5.94	5.81	6.13	5.99	6.32	6.17	6.51	13
FRA-C1/2	4.18	4.41	4.18	4.41	4.18	4.41	4.18	4.41	4.18	4.41	0
DEU-G	5.03	5.31	5.83	6.15	6.64	7.01	7.55	7.97	8.35	8.81	66
GRC-G1/2	5.72	6.03	5.72	6.03	5.72	6.03					0
ITA-G1/2/3	5.65	5.96	6.42	6.77	6.97	7.35					23
NLD-G	5.61	5.92	6.12	6.46	6.46	6.82	6.98	7.36			24
PRT-G	4.42	4.66	4.42	4.66	4.42	4.66					0
SVK-G	5.53	5.83	6.11	6.45	6.74	7.11	7.45	7.86	8.22	8.67	49
CHE-G1/2/3	4.74	5.00	4.82	5.09	4.92	5.19	5.03	5.13	5.13	5.41	8
TUR-G1/2	4.67	4.93	4.67	4.93	4.67	4.93	4.67	4.93	4.67	4.93	0
JPN-G(LNG)	4.62	4.87	4.74	5.00	4.86	5.13	4.98	5.25	5.11	5.39	11
KOR-G(LNG)	5.40	5.70	5.40	5.70	5.40	5.70	5.40	5.70			0
ZAF-G(LNG)	3.55	3.75	3.55	3.75	3.55	3.75					0
平均	4.83	5.10	5.10	5.38	5.31	5.60	5.61	5.90	5.70	6.01	13

\* 1: 1Mbtu=1.055GJ

データ: Projected Costs of Generating Electricity, OECD/NEA-IEA, 2005

### (3) 原子力発電

米国、カナダ、EU 諸国、日本、韓国他から 13 プラントのデータが提供された。炉型は PWR が多いが、BWR、ABWR、PHWR、VVER も含まれる。米国は「第3世代炉」としており、炉型を特定していない。13 プラントのうち 9 プラントは単基構成、残る 4 プラントは2基構成である。単一ユニットの出力規模は、45 万～160 万 kWe の範囲である。単位出力あたりの建設コストは概ね 1,000～2,000US\$/kWe の範囲であり、ほとんどの国で石炭火力よりも高い。各国間で燃料コストにばらつきがあるが、これはウラン価格ではなく、バックエンドの仮定を含めて燃料サイクルサービスコストの想定値に大きな違いがあるためである（表3）。日本の場合、他国に比べて資本費、運転維持費、燃料費ともに高く、合計した発電コストは 13 プラント平均値の約 1.6 倍であるが、それでも上記の石炭火力、ガス複合サイクル発電のコストよりも小さい。割引率を 5%とした場合には、今回原子力発電のコストデータを提出した大部分の国で、原子力発電が石炭火力よりも低コストと評価されている。

□平均発電コスト：29.2US\$/MWh

□平均コスト構成比：資本 52.0%、運転維持 30.2%、燃料 17.9%

図4 原子力発電の発電コスト構成（割引率 5%）

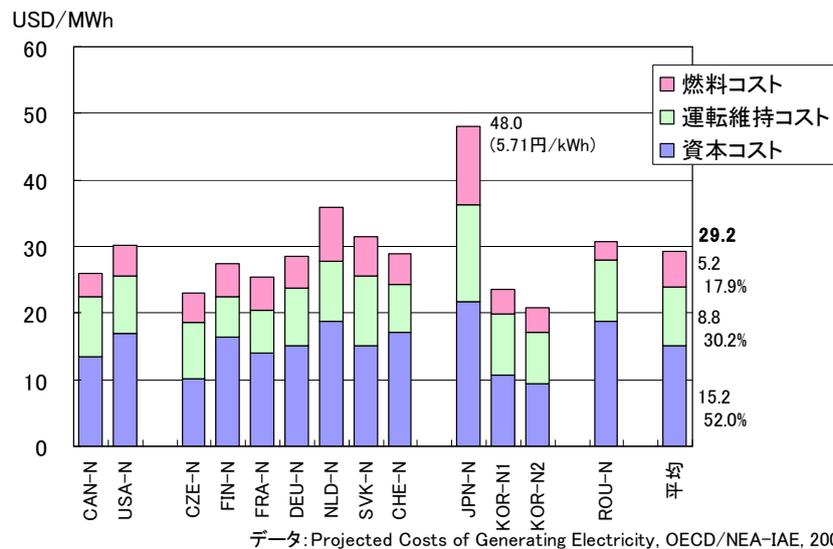


表3 データ提供各国の核燃料サイクルコスト一覧表

Country	At 5% discount rate			At 10% discount rate		
	Front end	Back end	Total	Front end	Back end	Total
Canada	2.53	1.04	3.57	2.53	1.04	3.57
United States	3.44	1.20	4.64	3.56	1.10	4.66
Czech Republic	ns	ns	4.50	ns	ns	4.70
Finland	ns	ns	5.13	ns	ns	4.90
France	4.30	0.70	5.00	4.80	0.50	5.30
Germany	ns	ns	4.78	ns	ns	4.78
Netherlands	4.00	4.00	8.00	4.00	4.00	8.00
Slovak Republic	3.90	1.90	5.80	3.96	1.90	5.86
Switzerland	3.49	1.10	4.59	3.49	1.10	4.59
Japan	5.88	5.88	11.76	6.97	4.79	11.76
Korea N1	ns	ns	3.55	ns	ns	3.98
Korea N2	ns	ns	3.56	ns	ns	3.98
Romania	2.00	0.80	2.80	2.00	0.80	2.80

Abbreviation: ns = not specified.

出展：Projected Costs of Generating Electricity, OECD/NEA-IEA, 2005

#### (4) 風力発電

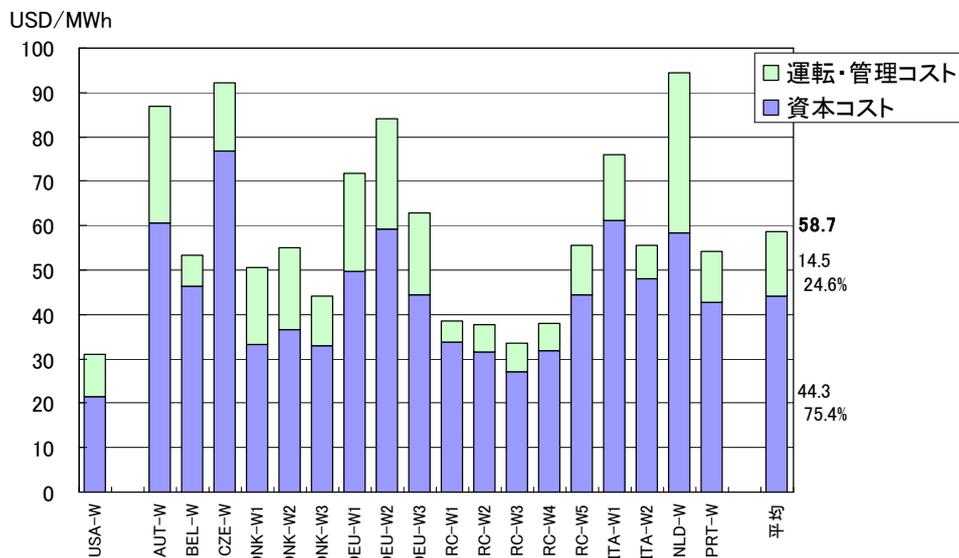
主として EU 諸国から 19 プラントのデータが提供された。1 件を除くほとんどのプラントは 5~100 基の複数基構成でありプラント単位での規模には大きな差があるが、単一ユニットの出力規模は 600~3,000kWe で、単位出力あたりの建設コストは概ね 1,000~2,000US\$/kWe の範囲に収まっている。陸上設置 (onshore) のものに比べて沖合設置 (offshore) のプラント 4 件 (DNK-W1/2、DEU-W1、NDU-W) の建設コストは 3 割程度高いが、稼働率は一般に海上設置のプラントの方が高い。発電コストは 31~94US\$/MWh と幅が大きい、一般的には 60US\$/MWh 以内に収まっている。

稼働率が低いために必要となるバックアップ電源などのコストは含まれていない。

□平均発電コスト：58.7US\$/MWh

□平均コスト構成比：資本 75.4%、運転維持 24.6%

図5 風力発電の発電コスト構成 (割引率 5%)



データ: Projected Costs of Generating Electricity, OECD/NEA-IAE, 2005

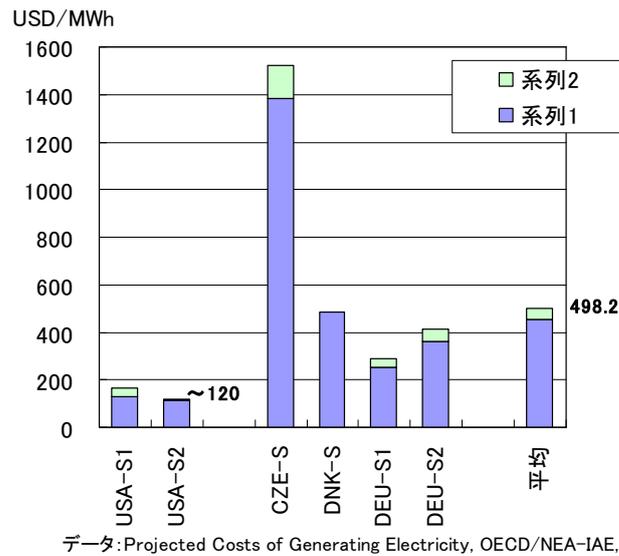
#### (5) 太陽光発電

太陽光発電については、米国と EU 3ヶ国から 6 プラントのデータが提供されたのみである。米国の 1 プラント (USA-S1) は熱発電型 (Thermal Parabolic) であり出力規模は 10 万 kWe (単基) と大きい、その他は光発電型 (Photo-Voltaic) であり単一ユニットの出力は 2~5,000kWe と非常に小規模である。単位出力あたりの建設コストはチェコスロバキアの 1 プラントを除けば 3,000~5,000US\$/kWe の範囲である。太陽光発電の発電コストは、地域差 (年平均日照時間の差) による稼働率の違いが最も影響するようである。米国の稼働率 15~24% に対して、EU 3ヶ国の場合は 9~10.8% となっており、この差が直接発電コストに影響している。各国の発電コストは 120~1,520US\$/MWh まで幅があるが、チェコスロバキアのプラントを除くと 300US\$/MWh 前後である。

□平均発電コスト：498.2US\$/MWh (チェコを除いた場合：293.9\$/MWh)

□平均コスト構成比：資本 91.1%、運転維持 8.9%

図6 太陽光発電の発電コスト構成（割引率5%）



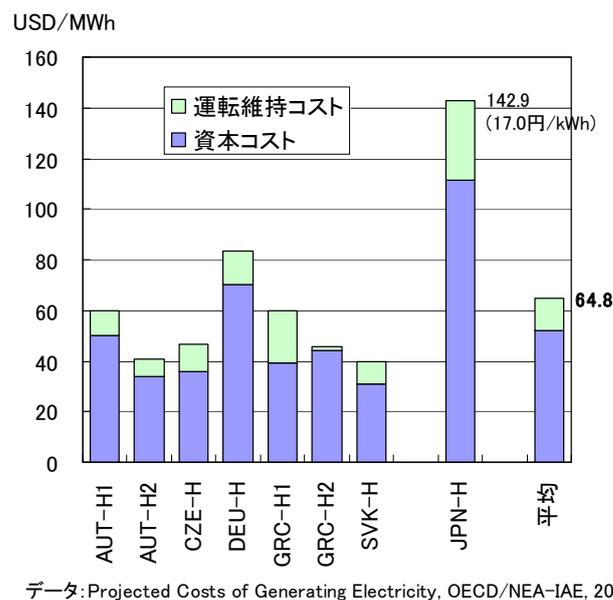
(6) 水力発電

水力発電については、EU 5ヶ国と日本から8プラントのデータが提供された。出力規模はギリシア (GRC-H2)のダム型2基合計12万kWeを除けば、単一ユニットの出力700~19,000kWeの小型 (Small hydro) もしくは河川流水型 (Run of the river) 水力発電である。小規模のため、単位出力あたりの建設コストは1,500~7,000US\$/MWeと大きくなっている。各国の発電コストは40~140US\$/MWhまで幅があるが、日本を除くと50US\$/MWh前後である。

□平均発電コスト：64.8US\$/MWh（日本を除いた場合：53.6\$/MWh）

□平均コスト構成比：資本80.1%、運転維持19.9%

図7 水力発電の発電コスト構成（割引率5%）



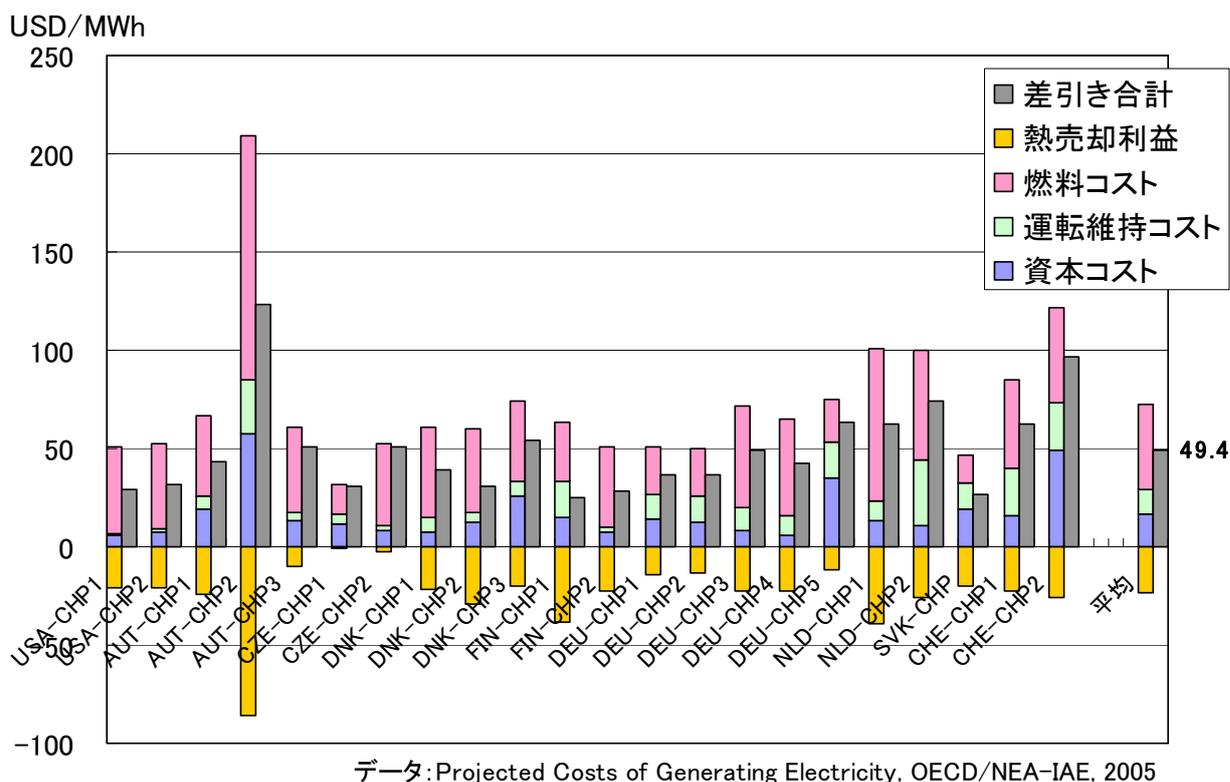
## (7) 熱併給発電

熱併給発電（combined heat and power；CHP）は、石炭、天然ガス、石油、再生可燃物または混合燃料を用いた火力発電であるが、得られた熱水を地域の熱利用システムに供給して利用する複合システムである。住民生活や工業用の熱需要が大きい地域に特に有効な発電形態である。米国と EU 8ヶ国から 22 プラントのデータが提供された。単一ユニットの出力規模は 500kWe の小型から 50 万 kWe まで多様であるが、単位出力あたりの建設コストは、バイオマス（AUT-CHP2）、バイオガス（DEU-CHP5）を燃料とする 2 件を除けば 500～1,700US\$/MWe の範囲である。発電コストは、資本・運転維持・燃料コスト合計から熱売却利益を差し引いて得られる実践的な値が採用された。発電コストは 25～120US\$/MWh まで幅があるが、平均的には 50US\$/MWh 前後である。

□平均発電コスト：49.4US\$/MWh

□平均コスト構成比：資本 23.5%、運転維持 16.3%、燃料 60.3

図8 熱併給発電の発電コスト構成（割引率 5%）



## 2. エネルギー資源価格の動向と見通し

発電システムの経済性に基づき将来の適切な電源構成を検討する上で、燃料となるエネルギー資源、特に化石燃料の価格（実質価格）をどのように見通すかということは、非常に重要である。

IEA の World Energy Outlook 2005<sup>2)</sup>（以下 IEA 2005 と略記）の標準シナリオでは、非常に低い価格上昇率（今後 25 年間の実質価格で原油：8%、天然ガス：9%、石炭：-9%）を想定している。IEA 2005 は、2010 年までに原油の増産と精製能力が増大して価格が低下し、35\$/B の低価格で下げ止まってか

ら少しずつ上昇すると予測している（表4、図9）。しかし、最近の価格上昇は実質価格で比較すると1980年の価格レベルには至っておらず、世界経済にさほど深刻な影響を与えていないことから、現状よりさらに高価格で推移する可能性も考えられる。原油増産の鍵を握るOPECでは増産に向けた投資が十分に行われておらず、また、非OPEC地域では資源の質も量も十分ではないことから、2010年以降の原油生産は頭打ちになるのではないかとの見通しもある（日本エネルギー経済研究所、2006/3<sup>3)</sup>）。

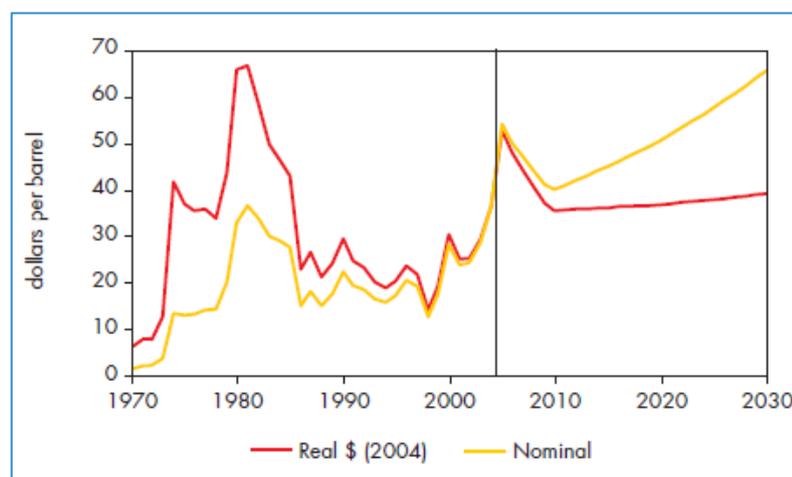
表4 標準シナリオにおける化石燃料価格前提（2004年US\$）

	2004	2010	2020	2030
IEA crude oil imports (\$/barrel)	36	35	37	39
<i>In nominal terms</i>	36	40	50	65
Natural gas (\$/MBtu):				
US imports	5.70	5.80	5.90	6.20
European imports	4.20	5.00	5.20	5.60
Japanese LNG imports	5.20	6.00	6.10	6.20
OECD steam coal imports (\$/tonne)	55	49	50	51

Note: Prices in the first column are historical data. Gas prices are expressed on the basis of gross calorific value.

出展：World Energy Outlook, IEA, 2005

図9 標準シナリオにおけるIEA原油輸入平均価格



出展：World Energy Outlook, IEA, 2005

#### （1）天然ガス価格

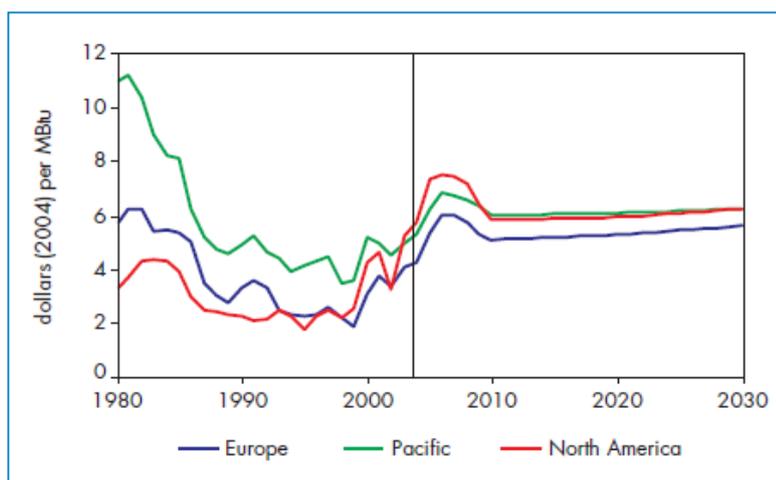
IEA 2005は、石油と天然ガスは競争関係にあり、原油価格は天然ガス価格を左右する大きなファクターと見ており、天然ガス価格の見通しは原油と同様となっている（図10）。

天然ガス市場は原油市場に比べて歴史が新しく市場が熟しておらず、取引量も成長段階にあることから原油以上に変動が大きいといえる。欧米スポット価格は昨年暮れには一時15\$/MMBtuまで上昇したが、季節要因もあり現在は7\$/MBtu前後で推移している。

天然ガスをLNGとして開発輸入する日本の場合には、かつては取引価格が原油価格に連動していた

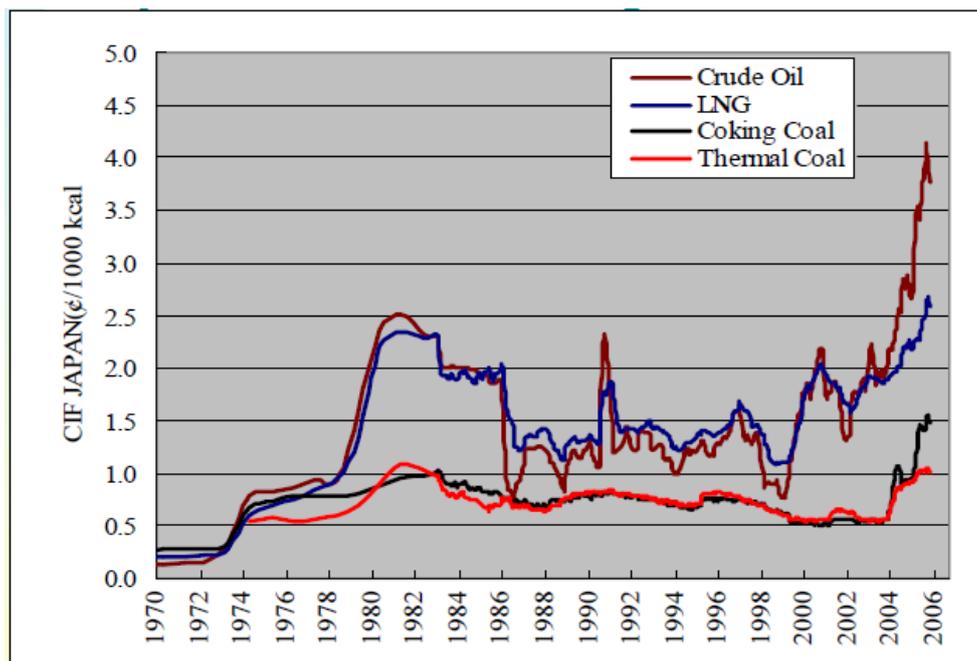
が、最近では価格フォーミュラが変化してきており、原油価格の高騰の影響は緩和されている(図 11)。

図 10 標準シナリオにおける天然ガス価格前提



出展 : World Energy Outlook, IEA, 2005

図 11 燃料別日本 CIF 価格 (日本での受取り価格) の推移



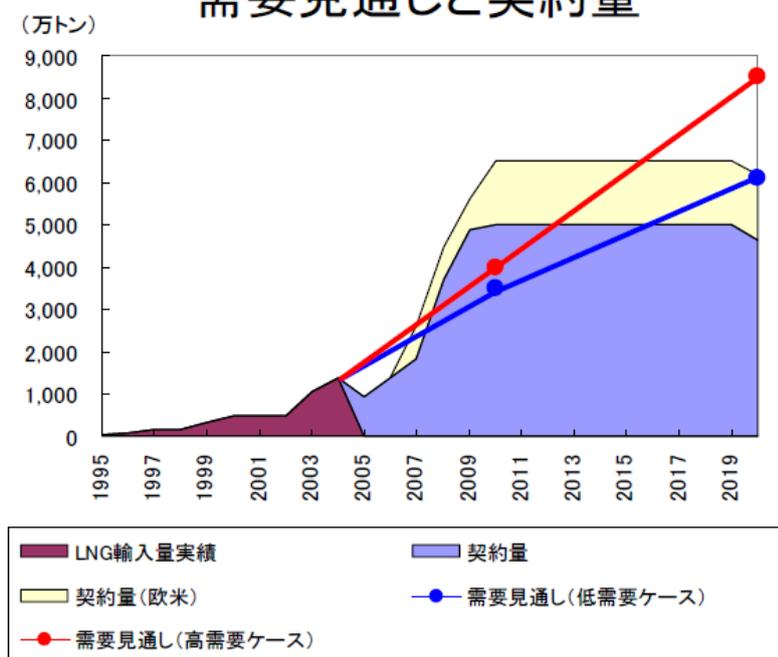
出展 : 日本エネルギー経済研究所,2006/3

注 : LNG 価格に関しては、1 ¢ /1000 kcal=2.52\$/MMBtu

今後の大きな価格変動要因として、需要側では、米国が急激に LNG 輸入量を拡大しており、2020年には世界最大の輸入国(6,000~8,500万t/年; 図 12)になると予測されている他、中国、インド等の需要が大きく伸びると予想されることなどがある。供給側では、カタールの LNG 生産能力が現状の約 2,000 万 t/年から 2010 年には世界最大の 7,000 万 t/年以上に拡大する計画、イラク、イランの政情変化による供給不安、インドネシアの供給不調などがある。変動要因は大きく予想は困難であるが、

売り手市場が当分続くとの見方が優勢である（日本エネルギー経済研究所、2006/3<sup>3)</sup>）。

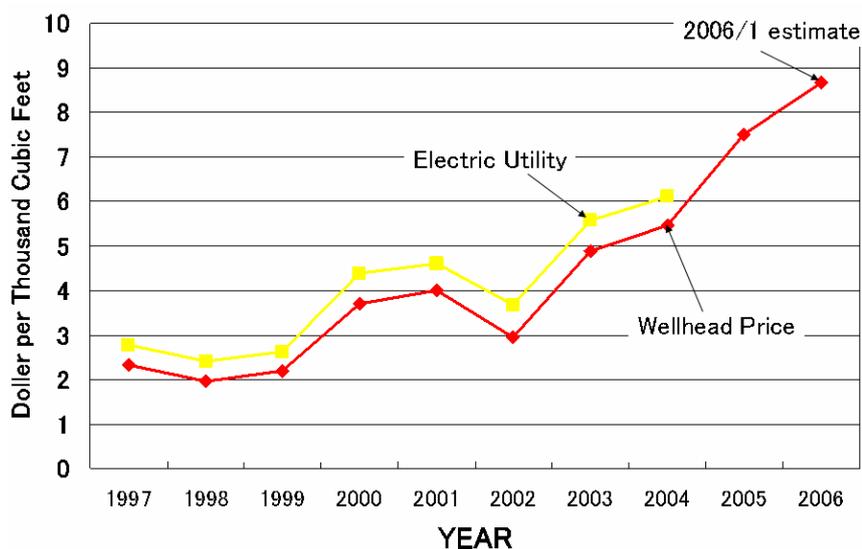
図 12 米国の LNG 輸入の予測  
需要見通しと契約量



(出所) Cedigaz、Gas Strategies、各事業者ホームページ

出展：日本エネルギー経済研究所, 2006/2<sup>4)</sup>

図 13 天然ガス平均取引価格（井戸元）



DATA: EIA/Natural Gas Monthly

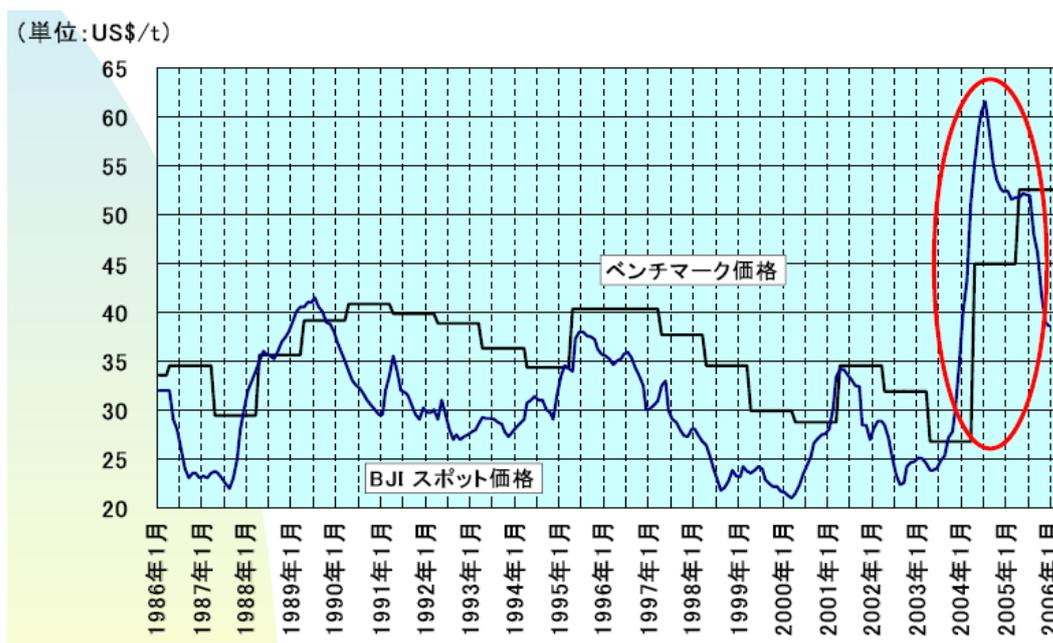
注：1,000 Cubic Feet=1.117MMBtu

本レポートの目的は価格予測ではないが、価格は長期的には上昇が不可避であり、2004年時点の価格（5～6\$/MMBtu）は長期的には2～3倍（実質価格で）のレベルで上昇する可能性もありうるということを前提に、以下の検討を行った。

## (2) 石炭価格

石炭価格は、オイルショック時にも天然ガスほどの影響は受けず、その後も湾岸戦争、アメリカ同時多発テロ、イラク戦争などの有事にもさほど反応せず低価格安定状態が続いていた(図 11)。しかし、2002 年以降、世界最大の石炭生産・消費国である中国の国内需要が急増し輸出量が 2003 年から低下したこと、世界三大輸入国である日本、韓国、台湾の輸入が 2000 年以降急増したことなどが重なり、2003 年 9 月からこれまでにない価格の急上昇が生じた(図 14)。スポット価格は 2005 年後半にいったん低下したものの、現在は再び 50\$/t 台(発電用等の一般炭)で推移している。

図 14 石炭(一般炭) BJI スポット価格\*と長期契約価格の推移



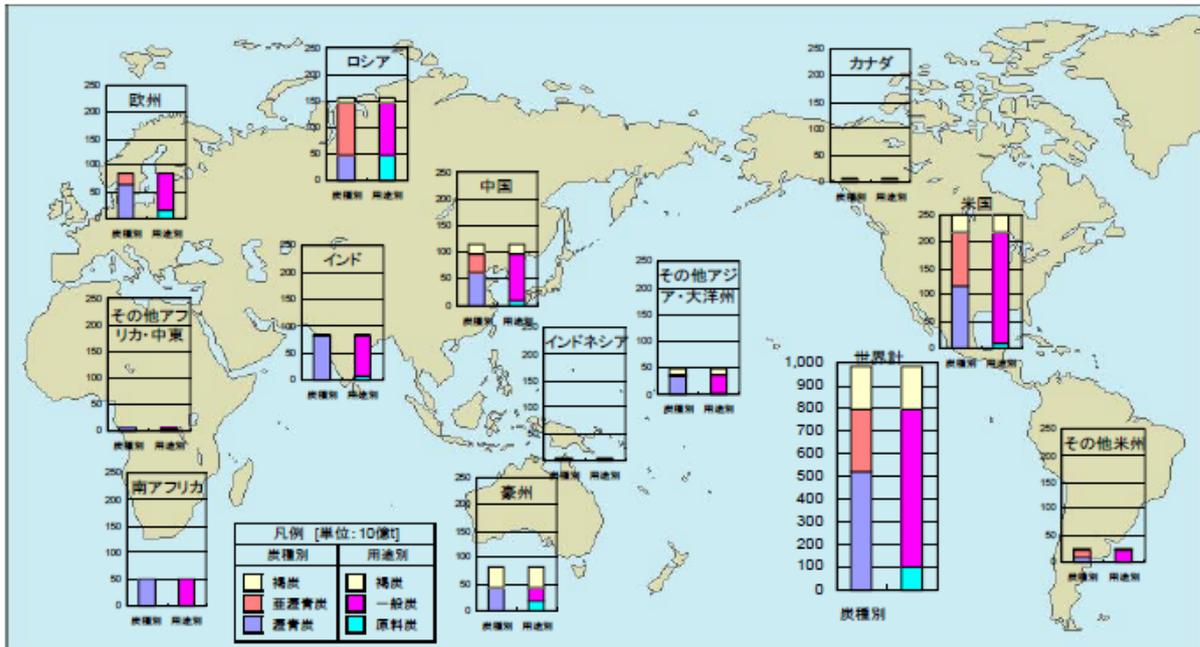
出展：日本エネルギー経済研究所,2006/1

\* Barlow Jonker Index：一部欧州向けを含むスポット価格

石炭の埋蔵量は豊富であり、分布が大きく偏っていないこと(図 15)から、石炭市場は、石油・天然ガス市場に比べれば今後も安定状態が続くと予想される。しかし、アジア地域の石炭需要は 2025 年には 2002 年の 2 倍近くへの増大が予測されていること(図 16)、原料炭の輸出が増加しているのはオーストラリアのみであること、中国・インドネシアの可採年数が低下傾向にあることなど(日本エネルギー経済研究所,2006/1<sup>5)</sup>)、長期的には価格上昇の懸念がある。特に、世界最大の消費国である中国が、将来輸入国に転じた場合、需給バランスが大きく崩れる可能性がある。

図 15 石炭可採埋蔵量の分布

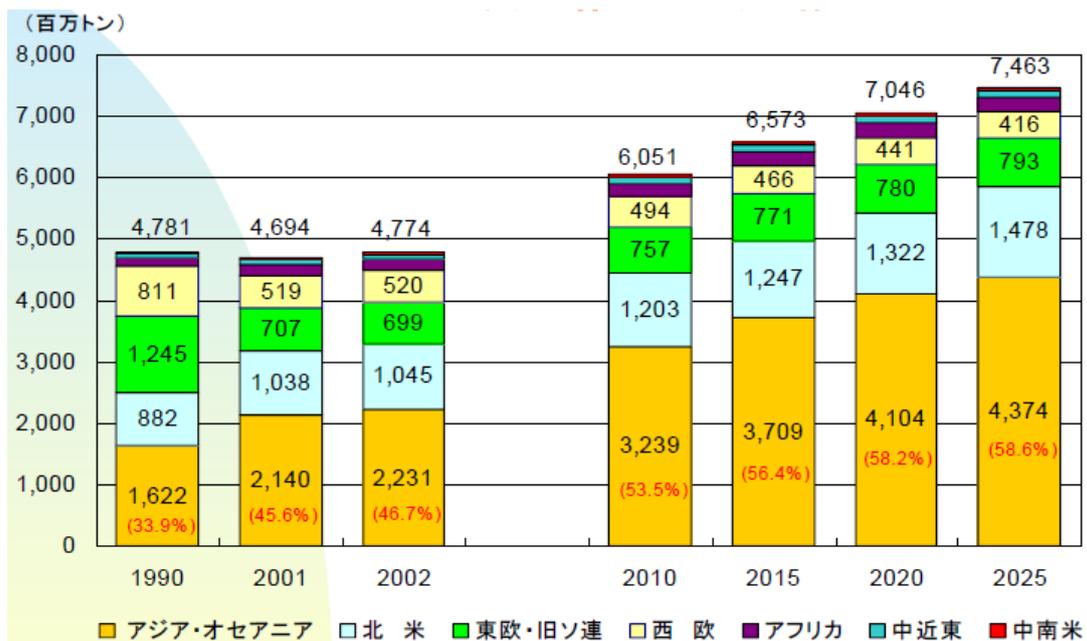
○石炭は確認埋蔵量が豊富で地域偏在性が少なく、可採年数(可採埋蔵量/年間消費量)は200年を超える。  
 ○今後、可採埋蔵量が増加することなく2025年にかけて世界の石炭需要が増大すると、2025年時点における可採年数は約120年となる見込み。



注: 原料炭埋蔵量 = [亜青炭 + 亜亜青炭] 埋蔵量 × (原料炭生産量 / [原料炭 + 一般炭] 生産量)  
 一般炭埋蔵量 = [亜青炭 + 亜亜青炭] 埋蔵量 - 原料炭埋蔵量  
 出所: 埋蔵量: WEC, "Survey of Energy Resources 2001," 2001、生産量: IEA, "Coal Information 2003," 2003

出展: 資源エネルギー庁, 2004/3

図 16 世界の石炭需要見通し

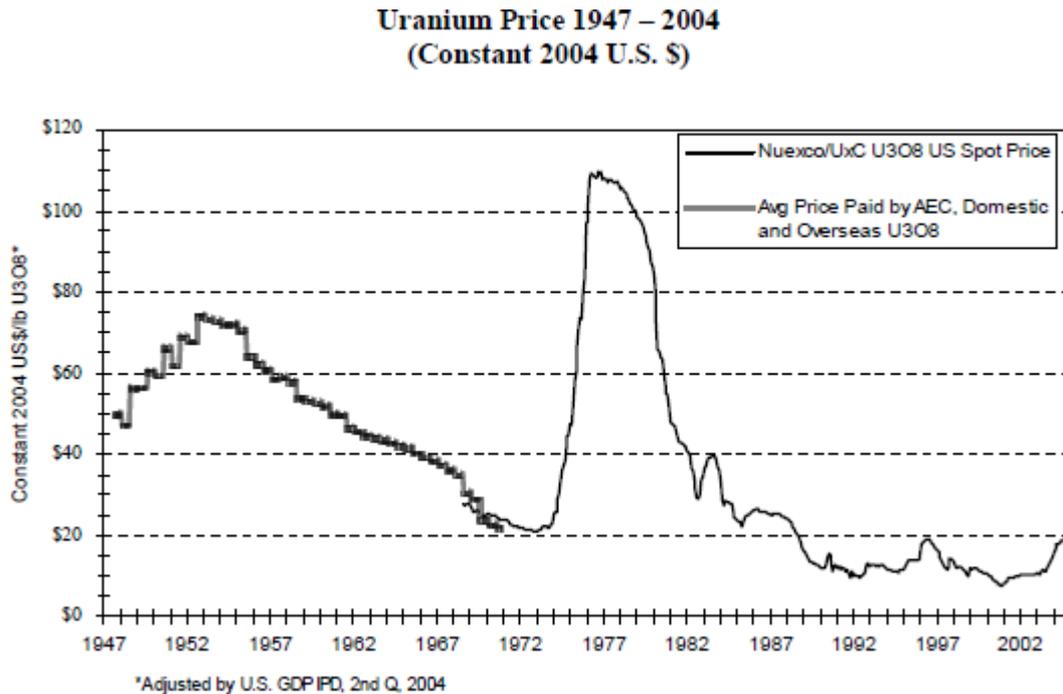


出展: 日本エネルギー経済研究所, 2006/1  
 (元データは、EIA: International Energy Outlook 2005)

### (3) ウラン価格

ウラン価格は、2003年当初の約10\$/ポンド U<sub>3</sub>O<sub>8</sub> (26\$/kgU) から現在では約4倍の41\$/ポンド U<sub>3</sub>O<sub>8</sub> に急上昇している。しかし、2004年の実質価格で見ると1970年代後半のピーク時は110\$/ポンド U<sub>3</sub>O<sub>8</sub> であり、現状の価格はその3分の1を少し上回ったばかりである。短期的にはもう少し上昇した後、現状規模の価格に落ち着くと推定されるが、長期的(20~30年以降)には現状の2~3倍程度に上昇する可能性は高い(FERep-06-1参照)。

図17 ウランスポット価格の推移(実質価格での比較)



出展：Thomas L. Neff, 2004/9<sup>6)</sup>

### 3. エネルギー資源の価格変動が発電コストに与える影響

上述したように、エネルギー資源の価格は全体的に上昇傾向であるが、資源の種類によって価格変動の幅は異なる。それぞれの資源の過去の実質価格を参考に価格の変動幅を、石炭 25~100\$/t、天然ガス 2.5~15\$/MBtu、ウラン 7.5~120\$/ポンド U<sub>3</sub>O<sub>8</sub> (20~310\$/kgU) と仮定し、その範囲での発電コストへの影響を比較することにする。

なお、今回の OECD/NEA-IEA (Projected Costs of Generating Electricity, 2005) におけるシステム別平均発電コストに対応するそれぞれの燃料価格平均値(表1、表2参照)を基準値1として、価格変動感度を比較することにする。

#### (1) 石炭火力発電

- 平均発電コスト (34.8US\$/MWh) に対応する平均石炭価格 : 50\$/t
- 燃料コストに占める石炭原料コスト : 100%

#### (2) 天然ガス火力発電

□平均発電コスト（47.3US\$/MWh）に対応する平均天然ガス価格：5.0\$/MBtu

□燃料コストに占める天然ガス原料コスト：100%

### (3) 原子力発電

□平均発電コスト（29.2US\$/MWh）に対応する平均ウラン価格：15\$/ポンド U3O8

\* 資料からは特定できないが、2004年頃のスポット価格である15\$/ポンド U3O8と仮定する。

□燃料コストに占めるウラン原料コスト：ウラン価格に比例して変動

\* 資料からは特定できないが、軽水炉ワンスルーの発電量単位に要するウラン原料の量は、一定の条件で20.7tU/TWhと決まる（OECD/NEA, Trends in the Nuclear Fuel Cycle, 2001<sup>7)</sup>）ので、ウラン原料コストはウラン価格に比例して一義的に計算できる。燃料価格の大部分を占めるその他の燃料コスト（濃縮、燃料加工、再処理、廃棄物処理処分等）はウラン価格には左右されないため固定とする。

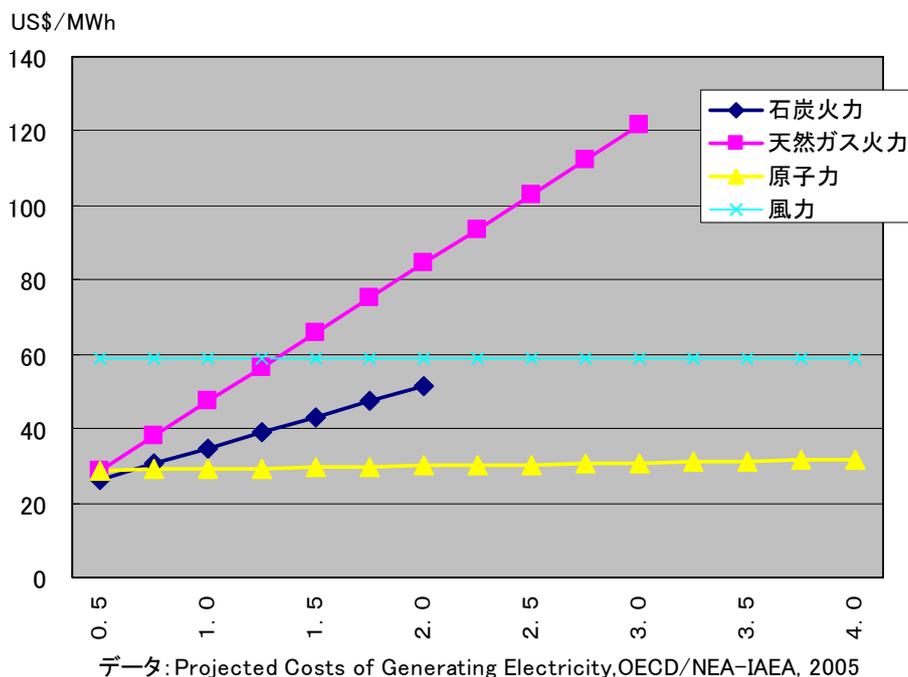
$$20.7\text{tU/TWh} = 0.0539 \text{ポンド U3O8/MWh}$$

$$\text{ウラン原料コスト} = 0.0539 \times [\text{ポンド当たりのウラン価格}] / \text{MWh}$$

ウラン価格が15\$/ポンド U3O8のとき

- ・ウラン原料コスト=0.81\$/MWh
- ・その他の燃料コスト=4.41\$/MWh（固定）

図 18 燃料価格変動の発電コストへの感度比較



#### (1) 検討結果<全プラント平均の場合>

感度比較を行った結果、以下の点が明らかになった。

- ・原子力発電はウラン価格が7.5~120\$/ポンド U3O8と変動しても発電コストは20%程度しか変動しない。

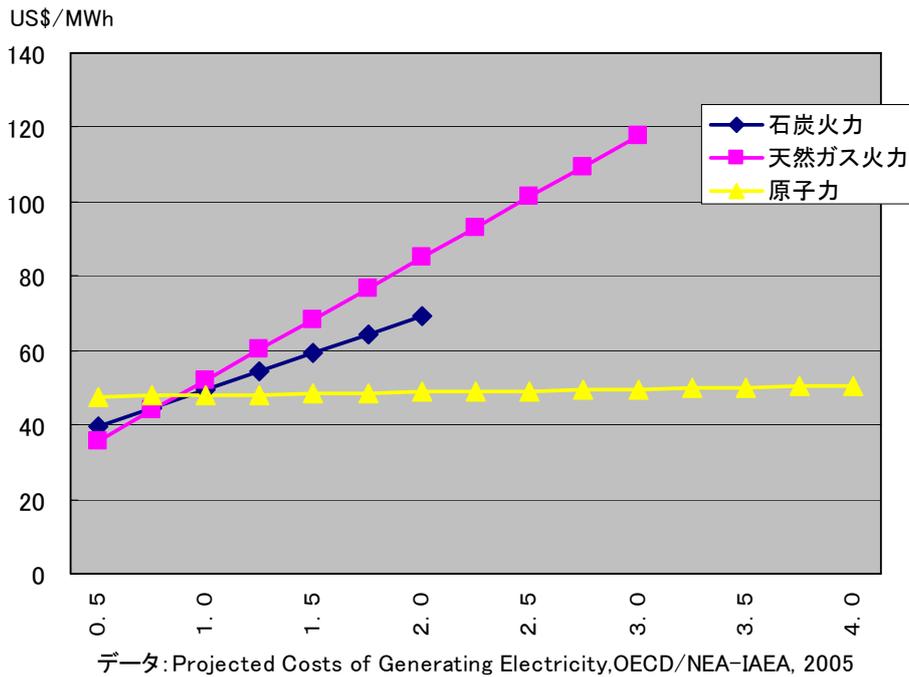
- ・ 石炭火力発電は、価格が上記基準値の約 0.7 倍（約 35\$/t）で原子力発電コストとつり合うが、1.5 倍（75\$/t）、2 倍（100\$/t）になると、それぞれ原子力発電コストの 1.46 倍、1.72 倍とコスト差が広がる。しかし、風力発電コストを上回ることはない。
- ・ 天然ガス火力発電は、価格が上記基準値の 1/2（2.5\$/MBtu）で原子力発電コストとつり合うが、1.25 倍（6.25\$/MBtu）になると、原子力発電コストの 2 倍となり、1.3 倍になると風力発電コストと同じになる。3 倍（15\$/MBtu）になると原子力発電コストの 4 倍近く（120\$/MWh）になるが、太陽光発電コストを上回ることはない。

(2) 検討結果<日本の場合>

原子力発電コストが割高な日本のデータのみでの比較を試みた。

- ・ 日本の場合、基準値（石炭価格 50\$/t、天然ガス価格 5\$/MBtu、ウラン価格 15\$/ポンド U3O8）において、3 者の発電コストが 50\$/MWh 前後でほぼ均衡している。ウラン価格のみ高騰してもこの状況は変わらない。
- ・ 石炭、天然ガスの価格が基準値の 1/2 になると、原子力の経済性は失われるが、1.25 倍以上になると、逆に原子力の経済的優位が確固となる。

図 19 燃料価格変動の発電コストへの感度比較（日本の場合）



- ・ OECD/NEA-IEA 報告書には日本の風力発電コストデータが提供されていないが、資源エネルギー庁の資料によると 1999 年時点の最良値で 12.3 円/kWh であり、OECD/NEA-IEA 報告書の為替レート 119 円/\$を用いると風力発電コストは約 100\$/MWh となる。この場合、天然ガス価格が約 2.5 倍（12.5\$/MBtu）まで上昇すると天然ガス火力と風力の発電コストが均衡する。

#### 4. まとめと考察

- ・ 今回用いた OECD/NEA-IAEA,2005 に基づく発電コストのみで比較すると、現状の価格状況（石炭 50\$/t 台、天然ガス 7\$/MBtu 前後、ウラン 40\$/ポンド U3O8 台）において、世界的には原子力発電が多くの国で最も優位である。
- ・ 国内に石炭資源をもつ国では、石炭火力発電は強い競争力を持続する。
- ・ 日本では石炭火力と原子力発電が同等に他の電源に比べて優位である。しかし、どの発電技術も他の OECD 諸国に比べて高コストであり、全般的なコスト低減が課題である。
- ・ 化石燃料価格が現状以上に上昇すると、原子力発電の優位は一層高まる。特に天然ガス火力発電は現状の技術性能では競争力を失う。しかし、燃料電池と排熱ガスタービンとの組み合わせた高効率発電システムの開発なども進んでおり、技術革新により競争力を持続できる可能性はある。原子力発電もさらにコストを下げる努力が必要である。
- ・ 今後、二酸化炭素（CO<sub>2</sub>）排出量低減の必要性が大きくなり、炭素税または排出枠の厳しい規制が導入されれば、例え CO<sub>2</sub> 回収・隔離が可能であるとしても石炭火力の利用拡大は困難になる。
- ・ 風力発電は、天然ガス価格が上昇すれば、基幹発電の補完電源として競争力をもちうる。ただし、日本では建設コストの低減が不可欠。今後、導入規模が拡大していけば、習熟効果によるコスト低減が期待できるが、一方、風況の良好な立地点も減少していくので、経済性が改善されるとは言い切れない。

以上

#### 参考文献・資料（News Release や Website 情報は本文中に記してあるので省略）

- 1) OECD/NEA-IEA, 2005 Update, Projected Costs of Generating Electricity
- 2) IEA, 2005 World Energy Outlook 2005
- 3) 日本エネルギー経済研究所、2006/3, 第 15 回 国際パネルディスカッション「これからの石油・エネルギー情勢をどう見るか」
- 4) 鈴木健雄, 日本エネルギー経済研究所, 2006/2, 世界の LNG 市場の現況～想定される新たなリスク～
- 5) 三室戸義光, 日本エネルギー経済研究所, 2006/1, 石炭需給・価格の動向と今後の石炭利用
- 6) Thomas L. Neff, 2004/9, Insight Into The Future : Uranium Prices and Price Formation
- 7) OECD/NEA, 2001, Trends in the Nuclear Fuel Cycle

## 参考 1 各発電システムのプラント詳細データ

(出展 : Projected Costs of Generating Electricity, OECD/NEA-IEA, 2005)

Table 2.4 – Coal plant specifications

Country	Abbrev. name of the plant	Plant type/emission control equipment incl. in costs	Net capacity (MWe)	Net thermal efficiency [LHV] (%)	Cooling tower	Site	CO <sub>2</sub> emission (t/MWh)	Cost estimation source/date
Canada	CAN-C	PF(SC)/FGD, LNB, FF	[3] 1x450	38.7 <sup>a</sup>	No	Existing	0.85	P/03
United States	USA-C1	PF/FGD, SCR, FF	1x600	39.3	No	New	0.8121	M/03
	USA-C2	IGCC/FGD, SCR, FF	1x550	46.3	No	New	0.8121	M/03
Czech Republic	CZE-C1	PF, brown coal/FGD, de NO <sub>x</sub> , dust	[6] 1x300	37	Yes	Existing	0.99	P/03
	CZE-C2	FBC, brown coal/de S	[6] 1x150	37	Yes	Existing	0.99	P/03
	CZE-C3	IGCC/de SO <sub>x</sub> , de NO <sub>x</sub>	[5] 1x300	43	Yes	Existing	0.78	P/03
	CZE-C4	FBC, brown coal & biomass/de SO <sub>x</sub>	[6] 1x150	37	Yes	Existing	0.78	P/03
Denmark	DNK-C	STC/FGD, SCR, ESP	1x400	48	No	Existing	0.71	P/03
Finland	FIN-C	(SC)/FGD, SCR, ESP	1x500	46	No	New	0.725	P/03
France	FRA-C1	PF(SC)/ns	1x900	47.1	ns	Existing	0.737	Q/03
	FRA-C2	FBC/ns	1x600	46.1	ns	Existing	0.748	Q/03
Germany	DEU-C1	PF/dust, FGD, SCR	1x800	46	Yes	New	0.728	Q/04
	DEU-C2	IGCC/dust, desulphurisation	1x450	51	Yes	New	0.656	Q/04
	DEU-C3	IGCC/dust, desulph., CO <sub>2</sub> capt.	1x425	45	Yes	New	0.089	P/04
	DEU-C4	PF, lignite/dust, desulphurisation	1x1 050	45	Yes	New	0.796	Q/04
Slovak Republic	SVK-C1	FBC/de SO <sub>x</sub> , de NO <sub>x</sub> , ESP	2x114	34.7	No	Existing	0.865	P/03
	SVK-C2	FBC, lignite/de SO <sub>x</sub> , de NO <sub>x</sub> , ESP	1x114.4	34.5	Yes	Existing	0.973	P/03
Turkey	TUR-C1	PF, lignite/FGD, de NO <sub>x</sub>	1x340	35	Yes	Existing	1.262	Q/01
	TUR-C2	PF/FGD, de NO <sub>x</sub>	1x500	38	Yes	New	0.917	Q/01
	TUR-C3	FBC, Lignite/limestone	1x160	41	Yes	New	1.027	Q/01
Japan	JPN-C	PF/FGD, SCR, ESP	1x800	42.1	No	New	0.775	P/04
Korea, Rep. of	KOR-C1	PF/FGD, SCR, ESP	[8] 2x478	41.29	No	New	0.8924	P-O/03
	KOR-C2	PF/FGD, SCR, ESP	[6] 2x766.4	42.75	No	New	0.8419	P-O/03
Bulgaria	BGR-C	PF, lignite/de SO <sub>x</sub> , de NO <sub>x</sub>	2x300	34.8	ns	New	1.07	P/03
Romania	ROU-C	PF/de SO <sub>x</sub> , de NO <sub>x</sub> , particles	[2] 1x296	29.0	Yes	Existing	1.133	P-FS/03
South Africa, Rep. of	ZAF-C1	PF/FGD	6x642	34.59	Yes	New	ns	P/03
	ZAF-C2	FBC/ns	2x233	36.65	Yes	New	ns	P/03

a. Higher Heating Value (HHV) instead of Lower Heating Value (LHV).

Abbreviations: ns = not specified - P = Paper analysis - O = Ordered plant price(s)  
Q = Quotation - M = Mixed - FS = Feasibility study

**Table 2.5 – Gas plant specifications**

Country	Abbrev. name of the plant	Technology/fuel/emission control equipment incl. in costs	Net capacity (MWe)	Thermal efficiency [LHV] %	No. of turbines per unit	Cooling tower	Site	CO <sub>2</sub> emission (t/MWh)	Cost estimation source/date
Canada	CAN-G	CCGT/LNB	1x580	55	2GT/1ST	No	Existing	0.35	P/03
United States	USA-G1	CT/SCR, FF	1x230	39.9	1	No	New	0.4219	M/03
	USA-G2	CCGT/SCR, FF	1x400	53.2	1	No	ns	0.4219	M/03
Belgium	BEL-G	CCGT/ns	[2] 1x400	55	1	Yes	Existing	0.360	P/02-03
Czech Republic	CZE-G	CCGT/de NO <sub>x</sub>	[5] 1x250	56	1GT/1ST	Yes	Existing	0.36	P/03
France	FRA-G	CCGT/ns	1x900	59.1	2	ns	Existing	0.353	Q/03
Germany	DEU-G	CCGT/SCR	1x1 000	60	2GT/1ST	Yes	New	0.333	Q/04
Greece	GRC-G1	CCGT/de NO <sub>x</sub>	1x377.7	54	1GT/1ST	No	Existing	0.38	O/03
	GRC-G2	CCGT/de NO <sub>x</sub>	1x476.3	52	2GT/1ST	Yes	New	0.41	O/97
Italy	ITA-G1	CCGT/de NO <sub>x</sub>	1x791	56.3	2	No	Existing	0.35	O/03
	ITA-G2	CCGT/de NO <sub>x</sub>	x2x575	54.5	2/1	No	Existing	0.359	P/01
	ITA-G3	CCGT/de NO <sub>x</sub>	1x384	55.8	1	Yes	New	0.412	Q/03
Netherlands	NLD-G	CCGT/ns	[2] 1x500	60	1	No	Existing	0.34	P/04
Portugal	PRT-G	CCGT/LNB	3x400	57	1	Yes	New	0.360	P/03
Slovak Republic	SVK-G	CCGT/LNB	1x391	54.5	1GT/1ST	Yes	Existing	0.337	P-FS/03
Switzerland	CHE-G1	CCGT/LNB	1x400	57.5	1GT/1ST	No	Existing	0.344	P-Q/04
	CHE -G2	CCGT/LNB	1x250	52.7	1GT/1ST	No	Existing	0.376	P-Q/04
	CHE -G3	CCGT/LNB	1x110	53	1GT/1ST	No	Existing	0.374	P-Q/04
Turkey	TUR-G1	CCGT/de NO <sub>x</sub>	2x350	55	3	Yes	New	0.365	Q/02
	TUR-G2	CCGT/de NO <sub>x</sub>	2x140	54	3	Yes	New	0.372	Q/02
Japan	JPN-G	CCGT, LNG/SCR	1600	52	2	No	New	0.308	P/04
Korea, Rep. of	KOR-G	CCGT, LNG/SCR	[8] 2x444.6	56.11	3	No	New	0.3758	P-O/03
South Africa, Rep. of	ZAF-G	CCGT/LNG/ns	5x387	47	ns	No	New	ns	P/03

**Table 2.6 – Nuclear power plant specifications**

Country	Abbrev. name of the plant	Reactor type/fuel cycle option	Net capacity (MWe)	Net thermal efficiency (%)	Cooling tower	Site	Cost estimation source/date
Canada	CAN-N	PHWR/OT	2 x 703	34.6	No	Existing	P/03
United States	USA-N	GENIII/OT	1 x 1 000	32.8	ns	New	O/03 <sup>a</sup>
Czech Republic	CZE-N	VVER/OT	[3] 1 x 1 000	30.8	Yes	Existing	P/03
Finland	FIN-N	PWR/OT	[3] 1 x 1 500	37.0	No	Existing	P/04
France	FRA-N	PWR/CC	[2/3] 1 x 1 590	36.1	ns	Existing	Q/03
Germany	DEU-N	PWR/OT	1 x 1 590	37.0	Yes	New	P/04
Netherlands	NLD-N	PWR/CC	1 x 1 600	37.0	No	Existing	P/04
Slovak Republic	SVK-N	VVER/OT	[4] 2 x 447	30.3	Yes	Existing	P-FS/02
Switzerland	CHE-N	BWR/OT	1 x 1 600	33.0	No	Existing	P/04
Japan	JPN-N	ABWR/CC	1 x 1 330	34.5	No	New	P/04
Korea, Rep. of	KOR-N1	PWR/OT	[4] 2 x 953	35.23	No	New	P/03
	KOR-N2	PWR/OT	[4] 2 x 1 341.2	35.40	No	New	P/03
Romania	ROU-N	PHWR/OT	[3] 1 x 665	30.7	No	Existing	P/03

a. Based upon costs of units built in the Far East.

Abbreviations: ns = not specified - P = Paper analysis - O = Ordered plant price(s)  
Q = Quotation - M = Mixed - FS = Feasibility study

**Table 2.7 – Wind and solar power plant specifications**

Country	Abbrev. name of the plant	Technology	Net capacity (MWe)	Equipment availability (%)	Average load factor (%)	Site	Cost estimation source/date
United States	USA-W	Wind	50x1	96	41	New/Onshore	M/03
	USA-S1	Solar Thermal Parabolic	1x100	96	15	New/I	M/03
	USA-S2	Solar PV	1x5	96	24	New/I	M/02
Austria	AUT-W	Wind	11x1.75	98	22.4	New/Onshore	O/02
Belgium	BEL-W	Wind	5x2	97	25	New/Onshore	O/01
Czech Republic	CZE-W	Wind	6x1.5	87	17	New/Onshore	P/03
	CZE-S	Solar PV	[4] 1x0.025	90	9	Existing/C	P/03
Denmark	DNK-W1	Wind	80x2	95	43	New/Offshore	P-O/01
	DNK-W2	Wind	72x2.22	95	42	New/Offshore	Budget prices
	DNK-W3	Wind	1x1.5	98	27	New/Onshore	P/03
	DNK-S	Solar PV	500x0.001	100	9	New/R	Budget price/03
Germany	DEU-W1	Wind	100x3	95	34.7	New/Offshore	Q/03
	DEU-W2	Wind	10x1.5	97	17.7	New/Onshore	Q/03
	DEU-W3	Wind	10x1.5	97	23.8	New/Onshore	Q/03
	DEU-S1	Solar PV	0.5	99	10.3	New/R	P/02
	DEU-S2	Solar PV	0.002	99	10.8	New/C	P/02
Greece	GRC-W1	Wind	17x0.84	97-98	35	Existing/Onshore	O/99
	GRC-W2	Wind	16x0.75	97-98	36	Existing/Onshore	O/99
	GRC-W3	Wind	7x0.6	98.5	38	New/Onshore	P/03
	GRC-W4	Wind	5x0.6	98.5	38	New/Onshore	P/03
	GRC-W5	Wind	7x0.6	97	30	New/Onshore	O/01
Italy	ITA-W1	Wind	30x2	80	22	New/Onshore	P/04
	ITA-W2	Wind	36x2	95	22	New/Onshore	Q/03
Netherlands	NLD-W	Wind	60x2	ns	42	New/Offshore	Q/03
Portugal	PRT-W	Wind	10x2	98	28.5	New/Onshore	P/03

**Table 2.8 – Hydro power plant specifications**

Country	Abbrev. name of the plant	Plant type	Net capacity (MWe)	Equipment availability (%)	Average load factor (%)	Site	Cost estimation source/date
Austria	AUT-H1	Run of the river	14	95	59.5	New	P/99
	AUT-H2	Small hydro	1.5	99.5	36.5	New	P/99
Czech Republic	CZE-H	Small hydro	3	95	55	New	P/03
Germany	DEU-H	Small hydro	0.714	93	58	New	Q/04
Greece	GRC-H1	Run of the river	2x2	95	50	New	O/04
	GRC-H2	Dam	2x60+1x3.5	98	25	New	P/91-01
Slovak Republic	SVK-H	Run of the river small hydro	2x1.35	95	57	New	P/03
Japan	JPN-H	Run of the river	19	ns	45	New	P/04
Bulgaria	BGR-H	Dam	80	ns	23	New	P/03
South Africa, Rep. of	ZAF-H	Pumped storage	4x332.5	91.7	17	New	P/03

Abbreviations: ns = not specified - P = Paper analysis - O = Ordered plant price(s) - Q = Quotation - M = Mixed - C = Commercial - R = Residential - I = Industrial

**Table 2.9 – Combined heat and power (CHP) plant specifications**

Country	Abbrev. name of the plant	Fuel/technology/emission control equipment incl. in costs	Net capacity (MWe/MWth)	Average production (GWhe/GWhth)	Thermal efficiency per unit [LHV] %	Cooling tower	Site/Heat use	CO <sub>2</sub> emission 10 <sup>3</sup> t/year	Cost estimation source/date
United States	USA-CHP1	Gas/ns/SCR, FF	40/45	280/316	38.5 <sup>a</sup>	No	New/I	ns	O/03
	USA-CHP2	Gas/engine/SCR, FF	3/3.5	21/23.8	39 <sup>a</sup>	No	New/I	ns	O/03
Austria	AUT-CHP1	Gas/CCGT/SCR, de SO <sub>x</sub>	84/127	420/350	72	No	DH	230	Accounted
	AUT-CHP2	Biomass/ESP	8/20	50/150	80	No	New	-	Q/04
	AUT-CHP3	Gas/CCGT/LNB, SCR	105/110	700/440	75	No	Modern./DH	210 <sup>a</sup>	O/03
Czech Republic	CZE-CHP1	Coal/B+ST/FGD, de NO <sub>x</sub> , ESP	300/120	2 200/300	37 <sup>a</sup>	Yes	Existing/DH	2300	P/03
	CZE-CHP2	Gas/CCGT/de NO <sub>x</sub>	250/120	1 800/300	56 <sup>a</sup>	Yes	Existing/DH	670.14	P/03
Denmark	DNK-CHP1	Gas/engine/SCR	2x5.5/2x6	82/89 <sup>b</sup>	82	No	Existing/I	43	O/00
	DNK-CHP2	Multifuel <sup>c</sup> / B+ST+GT/SCR, ESP, FGD	485/575	3 610/4 280	92(50 <sup>a</sup> )	No	Existing/DH	<sup>c</sup>	O/01
	DNK-CHP3	Gas/CCGT/LNB	58/58	290/290	88	No	New/DH	135	O/96
	DNK-CHP4	Straw-coal/ B-ST/de SO <sub>x</sub> , de NO <sub>x</sub>	350/455	125-1 650/ 215-1 550	79(42 <sup>a</sup> )	No	Existing/DH	1780 <sup>d</sup>	O/02
Finland	FIN-CHP1	Coal/B-ST/SCR, de SO <sub>x</sub>	160/300	910/1 710	88	No	Existing/DH-C	994	P/04
	FIN-CHP2	Gas/CCGT/ns	470/420	2 700/2 400	92	No	Existing/DH-C	1107	P/04
Germany	DEU-CHP1	Coal/ST extraction/ dust, desulph., SCR	500/600	2 960/4 480	35 <sup>e</sup>	Yes	Existing/DH-R&C	1127	Q/04
	DEU-CHP2	Coal/ST back-pressure/ dust, desulph., SCR	200/280	1 490/2 110	36	No	Existing/I	582.3	Q/04
	DEU-CHP3	Gas/CCGT extraction/SCR	200/160	1 220/1 190	45 <sup>e</sup>	Yes	Existing/DH-R&C	279	Q/04
	DEU-CHP4	Gas/CCGT back-pressure/SCR	200/190	1 490/1 440	45.5	No	Existing/I	337.2	Q/04
	DEU-CHP5	Biogas/engine/ns	1/1.5	7.4/11.5	35	No	Existing/DH-R	-	Q/03
Netherlands	NLD-CHP1	Gas/CCGT/ns	81/65	610/485	75	No	Existing/C-I	300	Q/ns
	NLD-CHP2	Gas/CCGT/ns	250/175	1 870/1 300	73	No	Existing/C-I	870	Q/ns
Slovak Republic	SVK-CHP	Lignite/FBC/de SO <sub>x</sub> , de NO <sub>x</sub> , ESP	19.5/98	101/117.6	88.2	Yes	Existing/DH-I	208	P/03
Switzerland	CHE-CHP1	Gas/engine/SCR	2.74/2.9	13.7/14.52	87.5	No	Onsite/I	0.638	P-Q/04
	CHE-CHP2	Gas/engine/SCR	0.526/0.633	2.63/3.165	86.3	No	Onsite/I	0.133	P-Q-O/04

a. Electricity only.

b. At 85% average annual load factor.

c. Gas, oil, straw and wood pellets; CO<sub>2</sub> emissions depend on fuel mix.

d. None can be allocated to co-firing with straw.

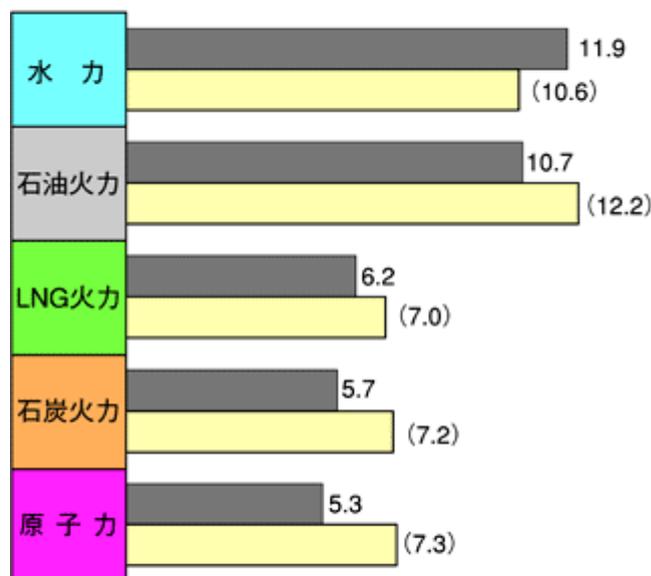
e. In the back-pressure mode.

Abbreviations: ns = not specified - P = Paper analysis - O = Ordered plant price(s) - Q = Quotation - M = Mixed - C = Commercial - R = Residential - I = Industrial

## 参考2 電気事業分科会コスト等検討小委員会による発電方式別の発電コスト比較

(出展：(財)日本原子力文化振興財団：「原子力」図面集-2004-2005年版，2004/12)

### 1キロワットアワー当たりの電源別発電コスト(送電端)



上段 ■ 運転年数を各電源とも40年とした場合  
・割引率は各電源とも3%とした。

下段 ■ 運転年数を各電源の法定耐用年数(水力40年、石油15年、LNG15年、石炭15年、原子力16年)に置き換えた場合  
・割引率は各電源とも2%とした。

#### <試算の前提>

電源別諸元	運転年数	設備利用率	1基当たりの出力
水力	40年	45%	1.5万kW
石油火力	40年	80%	40万kW
LNG火力	40年	80%	150万kW
石炭火力	40年	80%	90万kW
原子力	40年	80%	130万kW

・平成14年度運転開始ベース  
・為替レート(平成14年度平均値)：121.98円/\$  
・燃料価格(平成14年度平均値)：  
石油 27.41 \$/bbl  
石炭 35.5 \$/t  
LNG 28,090円/t  
・石油、石炭、LNGの燃料上昇率：IEA「World Energy Outlook」

#### <原子燃料サイクルコストの内訳>

原子燃料サイクルコスト計	1.47円/kWh
フロントエンド計	0.66円/kWh
バックエンド計	0.81円/kWh
再処理(輸送込み)	0.50円/kWh
中間貯蔵(輸送込み)	0.04円/kWh
HLW貯蔵・輸送・処分	0.15円/kWh
TRU処理・貯蔵・処分	0.09円/kWh
再処理デコミ	0.03円/kWh

出典：電気事業分科会コスト等検討小委員会資料(平成16年1月)