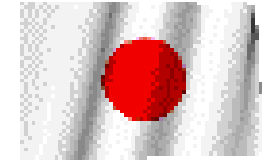




カタール・日本エネルギーセミナー  
Joint Qatari-Japanese Energy Seminar



# 拡大を続けるLNG需給と 日本発不確定要因

## The Current Status of LNG: Uncertainty from Japan

29 SEPTEMBER 2010, IMPERIAL HOTEL, TOKYO

森田 浩仁 Koji MORITA

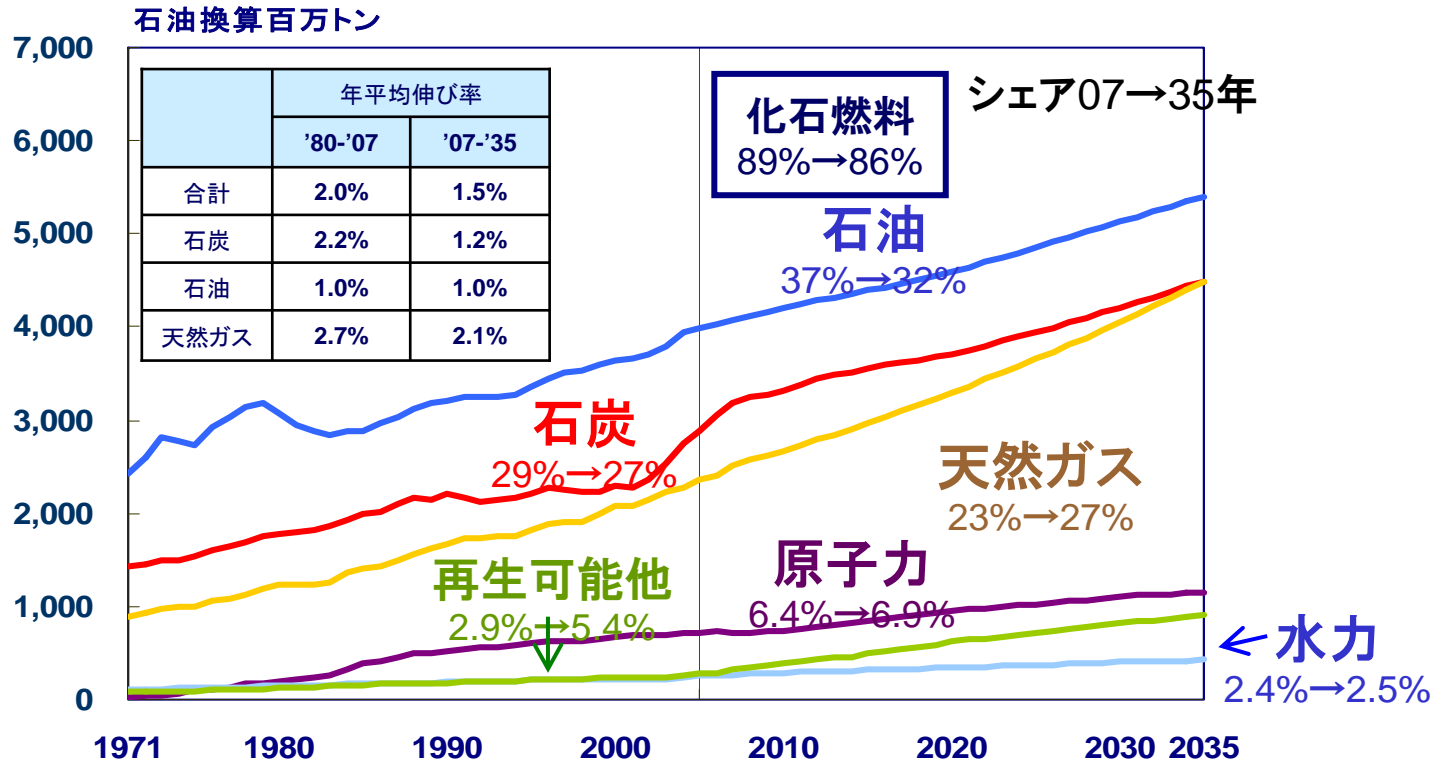
日本エネルギー経済研究所 IEEJ



- 1. 世界のエネルギー・天然ガス需給展望  
— 拡大を続けるLNG需給 —**
- 2. LNG需要予測に(日本発)不確定要因が**
- 3. 不確定要因とは何か**

# 1. 世界のエネルギー・天然ガス 需給展望 — 拡大を続けるLNG需給 —

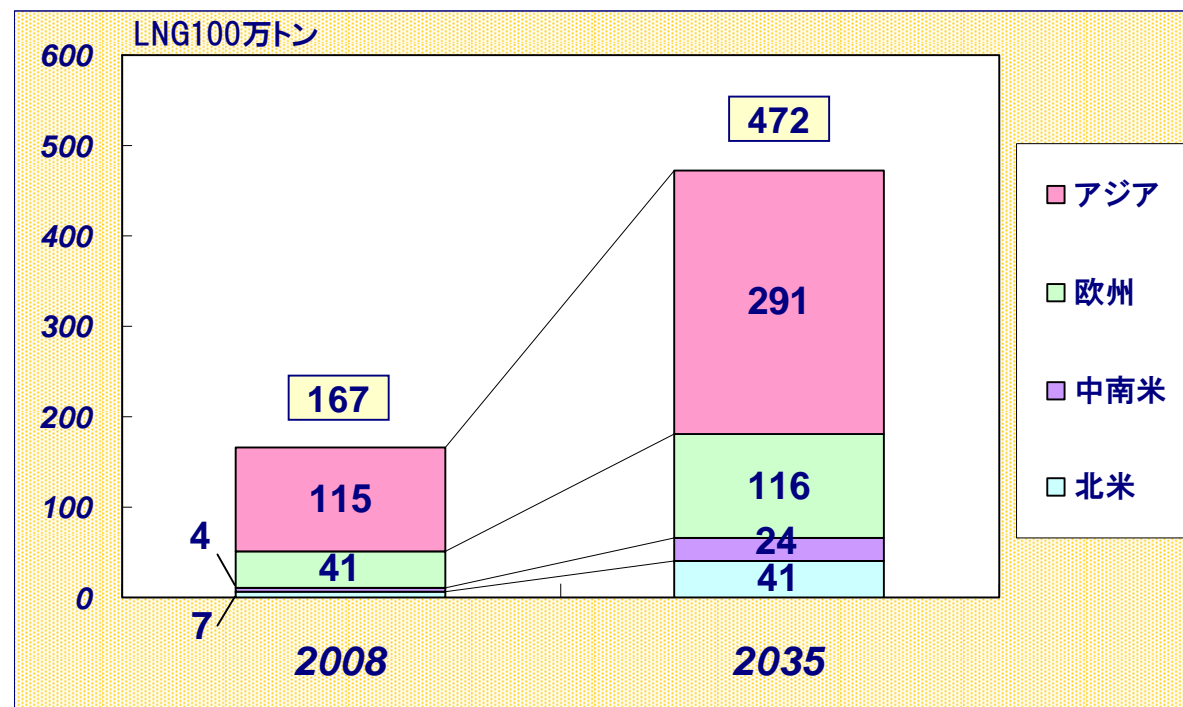
# 世界の一次エネルギー消費(エネルギー源別)



(出所)エネ研「アジア/世界エネルギーアウトルック 2009」(2009年10月23日)より抜粋

- 天然ガス需要は、年平均伸び率2.1%で拡大し、2035年頃に天然ガスのシェアが石炭と同水準に達する。
- 世界のガス消費は2007年 2兆8,000億m<sup>3</sup>から2035年には5兆m<sup>3</sup>に達し、1.8倍に増加。

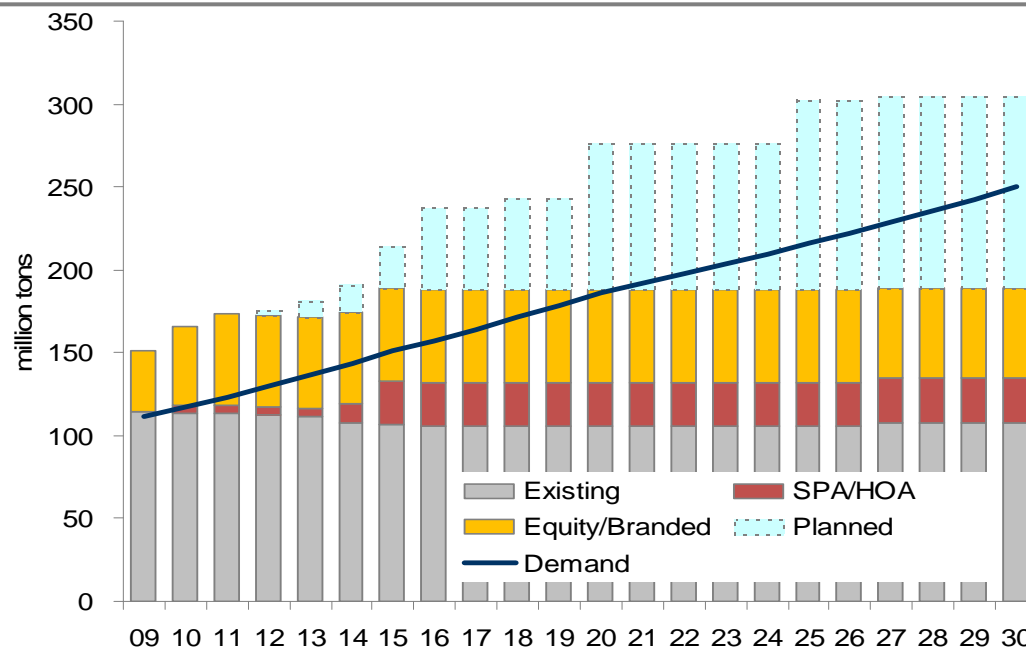
# 世界のLNG需要展望



(出所)エネ研「アジア/世界エネルギーアウトルック 2009」(2009年10月23日)より抜粋

- 世界のLNG需要は2008年の1億6,700万トンから2035年には4億7,200万トンへ2.8倍まで拡大。
- アジアのLNG需要は1億7,600万トン増加し、2億9,100万トンに。
- 世界的なLNG需要の増加に見合うLNGプロジェクトが今後着実に開発されるかどうか重要なポイントとなる。

# アジア向けLNG需給バランス



(出所)エネ研作成

- アジアのLNG需要は2009年の1億1,100万トンから2030年には2億5,000万トンへ2.25倍増。
- 需要の拡大に見合う供給量は十分に存在。
- 短中期的には Equity/Branded LNG が捌けるまでバイヤーズ市場は続く。長期的には、計画中のプロジェクトが、需要の拡大にあわせてタイミングよく立ち上がることが重要。
- Equity/Branded LNG とは、ポートフォリオLNGとも呼ばれ、特定の需要地の長期契約などに組み込まれていないLNGをいう。市況次第で3大市場のどこにでも出荷可能。現在は、欧米市場の需給緩和で行き場を失い、アジアにとって追加的な供給源となっている。中東やアフリカを産地とするものが多い。

# カタールのLNG生産能力

World	Number of trains	Capacity (mt/y)
Operational	93	263
Under Construction and Proposed	104	440
		703

Qatar	Number of trains	Capacity (mt/y)
Operational	12	61.6
Under Construction and Proposed	2	15.6
		77.2

## Production capacity of Qatar

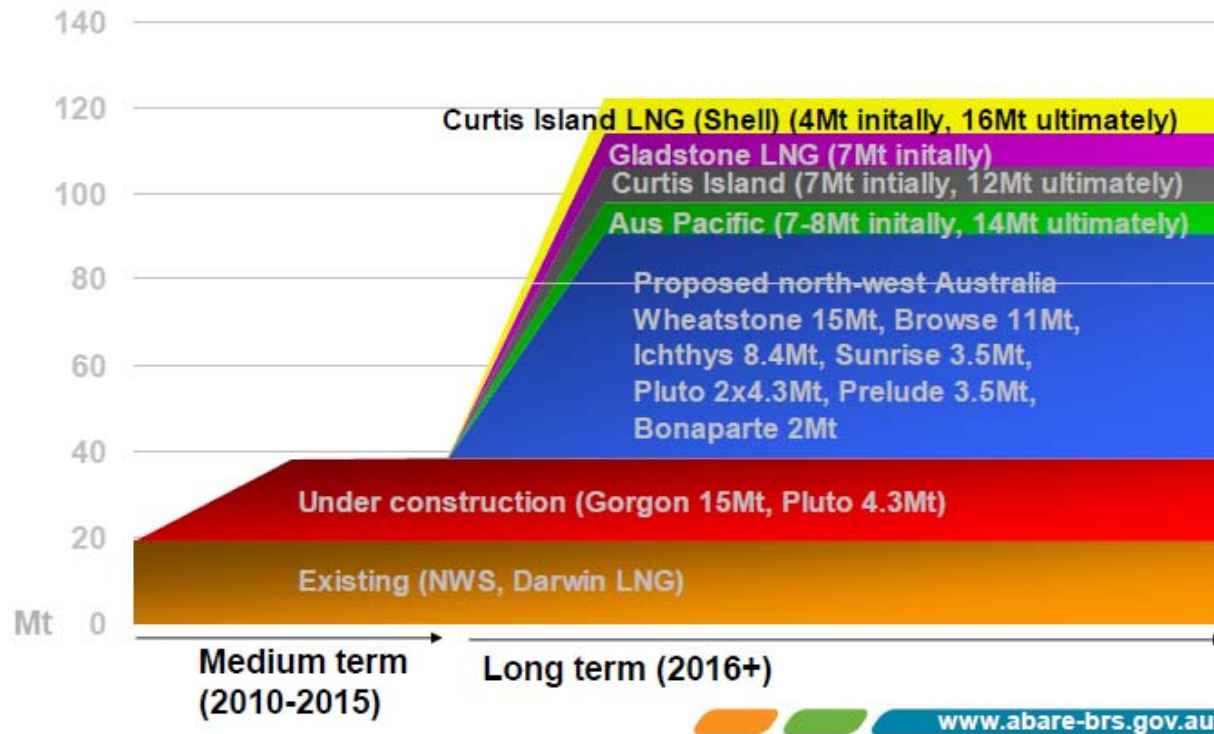
Project	Owner	Number of trains	Nominal capacity (mt/y)	Start-up date	Status
Qatargas (Train 1-3)	Qatargas (Qatar Petroleum 65%, ExxonMobil 10%, Total 10%, Mitsui 7.5%, Marubeni 7.5%)	3	9.7	1997	Operational
Qatargas II (Train 4)	Qatar Petroleum 70%, ExxonMobil 30%	1	7.8	2009	Operational
Qatargas II (Train 5)	Qatar Petroleum 65%, ExxonMobil 18.3%, Total 16.7%	1	7.8	2009	Operational
Qatargas 3	Qatar Petroleum 68.5%, ConocoPhillips 30%, Mitsui 1.5%	1	7.8	2010/4Q (planned)	Under Construction
Qatargas 4	Qatar Petroleum 70%, Shell 30%	1	7.8	2011 (planned)	Under Construction
RasGas (Train 1, 2)	RasGas (Qatar Petroleum 63%, ExxonMobil 25%, KOGAS 5%, Itochu 4%, LNG Japan 3%)	2	6.6	1999	Operational
RasGas II (Train 3)	Qatar Petroleum 70%, ExxonMobil 30% ※CPC have acquired 5% in T5, but breakdown is unknown,	1	4.7	2004	Operational
RasGas II (Train 4)		1	4.7	2005	Operational
RasGas II (Train 5)		1	4.7	2007	Operational
RasGas3 (Train 6)	Qatar Petroleum 70%, ExxonMobil 30%	1	7.8	2009	Operational
RasGas3 (Train 7)	Qatar Petroleum 70%, ExxonMobil 30%	1	7.8	2010/Feb	Operational

(出所)  
エネ研作成

■2011年、7,700万トン体制に。世界で稼働中の液化能力30%に相当する

# 豪州のLNG生産能力

## Australia's LNG production capacity



(出所) “LNG in an Australia and world energy context” by Alan Copeland, ABARE-BRS at 5<sup>th</sup> Annual LNG World

- 2014～15年にかけて、供給能力は倍増し約4,000万トン／年に
- 長期的には、1億2,000万トンを超えるほど新規プロジェクトが準備中



## 2. LNG需要予測に (日本発)不確定要因が

# エネルギー基本計画の改訂

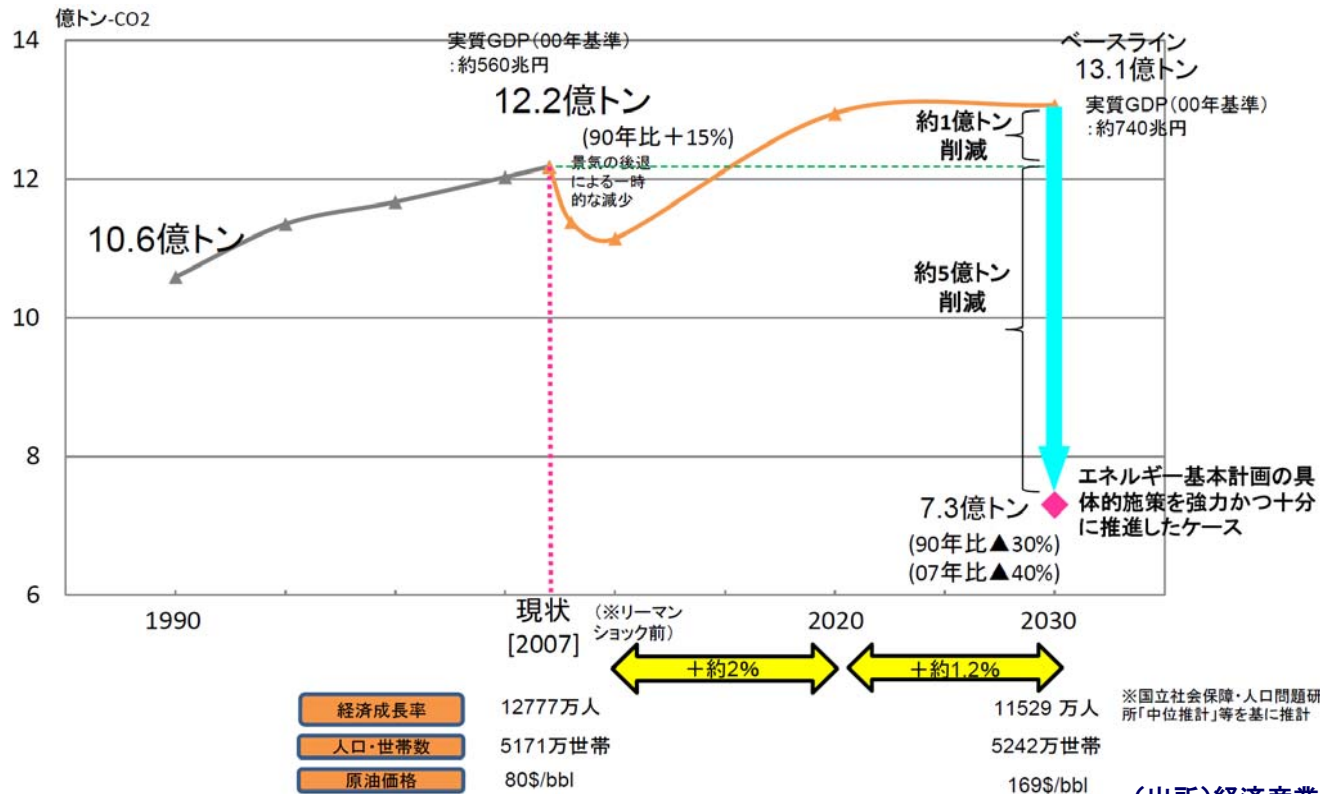
2003年策定、2007年第1次改定に続き、2010年6月に2度目の改定



1. わが国の資源・エネルギーの安定供給
2. 地球温暖化問題の解決
3. エネルギー・環境分野を経済成長の牽引役に

＜本試算の考え方＞

- 本計画に掲げる政策を強力かつ十分に推進することにより、2030年に90年比▲30%程度(07年比▲40%程度)もしくはそれ以上の削減が見込まれる。
- なお、この試算は、国民に許容される規制の度合い、財政措置の大きさ、技術革新の進捗状況等によって変化しうるものであり、相当程度の幅をもって理解されるべき点に留意が必要。



(出所)経済産業省「2030年のエネルギー需給の姿」

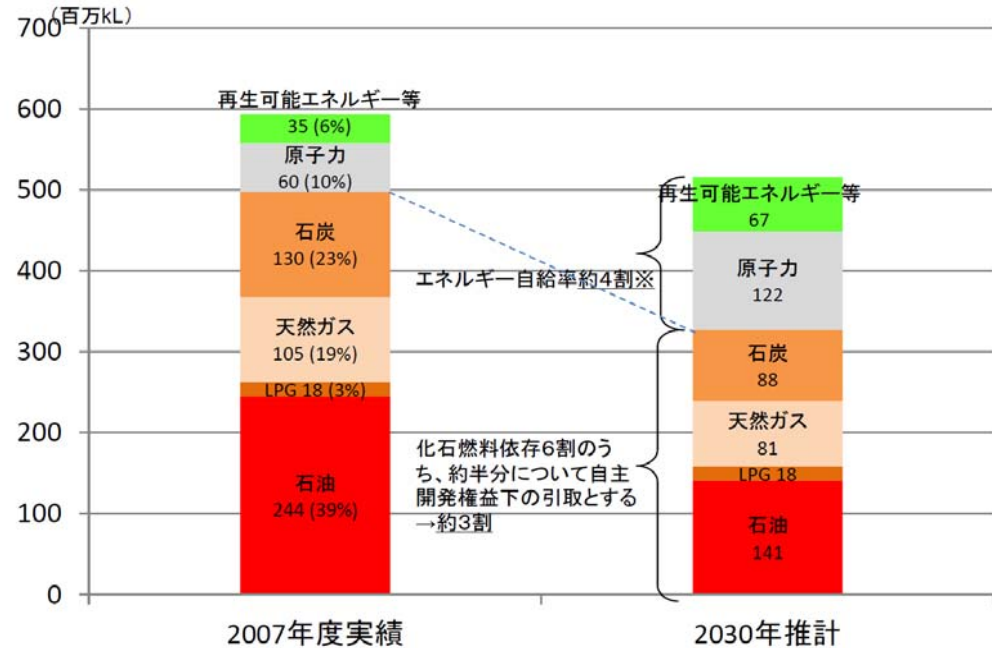
# エネルギー基本計画の改訂

## 供給側の絵姿①(一次エネルギー供給)

- 転換部門
- 再生可能エネルギー 全量買取制度の実施(制度設計に依存)
  - 原子力 新增設14基、設備利用率90%

(試算結果)

○従来のエネルギー自給率(現状18%)が倍増する。加えて、自主開発権益下の化石燃料の引取量(現状26%)を倍増させることにより、自主エネルギー比率は約70%(現状38%)となる。



エネルギー自給率 約4割 + 化石燃料の自主開発権益下の引取 約3割 = 自主エネルギー比率 約70%

※エネルギー自給率には、再生可能エネルギー等、原子力の他、国内で産出される化石燃料も含む

※「再生エネ等」には、給湯・空調等による空気熱は含んでいない。

(出所)経済産業省「2030年のエネルギー需給の姿」

■天然ガスの供給量は2007年比で77%に削減(輸入量は5,000万トン程度に)。

(参考)用途別LNG輸入量の推移

単位:万トン

年度	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
都市ガス	1,599	1,508	1,665	1,763	1,888	2,054	2,151	2,250	2,246
電力	3,784	3,818	3,791	3,906	3,717	3,464	3,818	4,211	4,261

(出所)経済産業省

# 3. 不確定要因とは何か

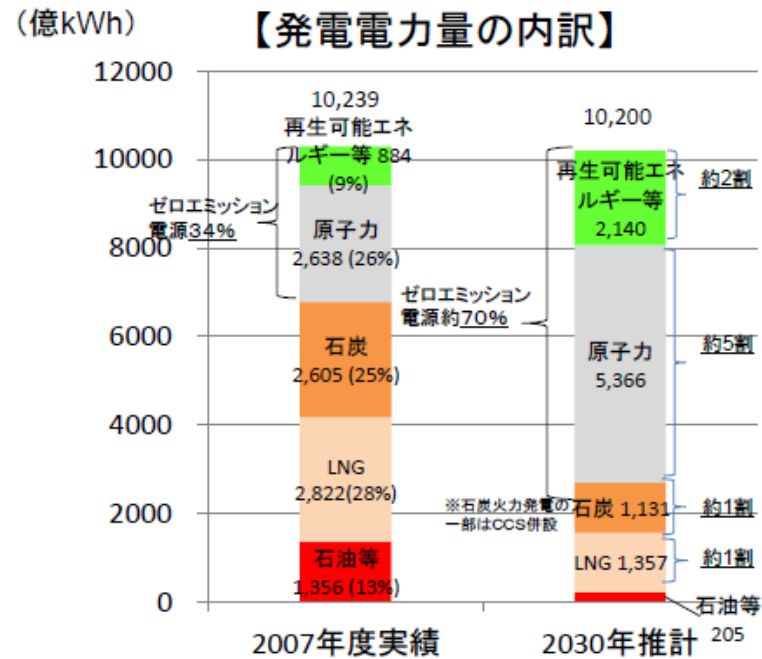
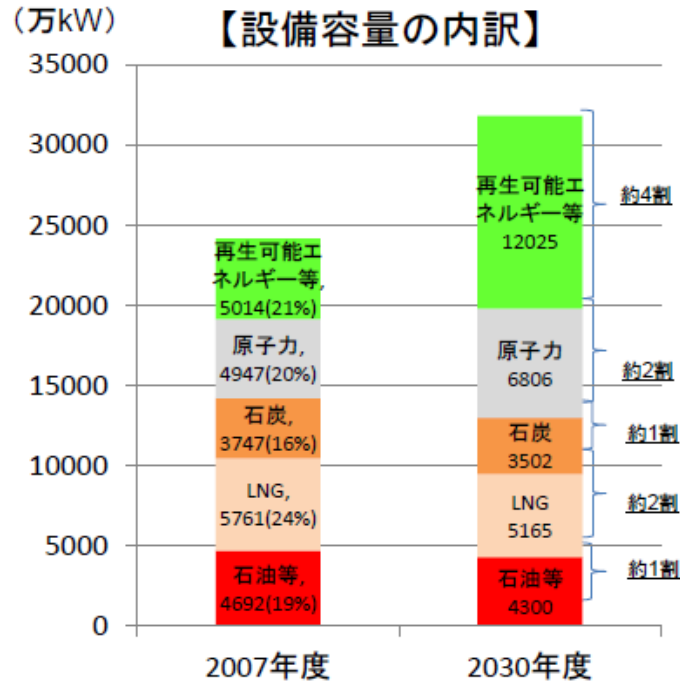
# エネルギー基本計画の改訂 供給側の絵姿②(発電構成とLNG)



○電源構成の内訳は以下の通り。

○ゼロ・エミッション電源比率は約70%程度となる※。(現状34%)

※2030年の「再生可能エネルギー等」には、家庭等での発電量も含む



※大幅な省エネルギーや、立地地域を始めとした国民の理解及び信頼を得つつ、安全の確保を大前提とした原子力の新增設(少なくとも14基以上)及び設備利用率の引き上げ(約90%)、並びに再生可能エネルギーの最大限の導入が前提であり、電力システムの安定度については別途の検討が必要である。

※石炭火力については、商用化を受けて、リプレース時には全てCCSを併設すると想定。今後の技術開発やCO2の貯留地点の確保等によって変動しうる点に留意が必要。

※ゼロエミッション電源約70%には、再生可能エネルギー等のうち、廃棄物発電及び揚水発電を除く。

(出所)  
経済産業省  
「2030年の  
エネルギー  
需給の姿」

■ LNGによる発電電力量は半減し、天然ガス火力の稼働率は30%、必要LNG量は2,000万トン程度に(2030年)

# 平成22年度電力供給計画①

## 1. 電力需給の見通しについて<長期の需要見通し>

- 一般電気事業者10社合計の自社需要における需要電力量(kWh)及び最大需要電力(kW)の平成20年度から平成31年度までの年平均伸び率は下表のとおり。平成21年度供給計画と比べ、**需要電力量の伸び率は0.8%**で変わらないが、**最大需要電力の伸び率は0.2ポイント減少**する見込み。
- 年負荷率については、負荷平準化対策効果等を反映し、緩やかな改善基調をたどり、平成20年度実績の61.2%から、平成31年度において64.1%となる見込み。

## 2. 原子力発電所の開発計画について

- 今後10年間で新たに運転開始する予定となっている**原子力発電所は、9基、出力合計約1,294万kW**。

## 3. 火力、水力及び新エネルギー等発電所の開発計画について

一般電気事業者及び卸電気事業者が今後10年間で新たに運転開始する発電所

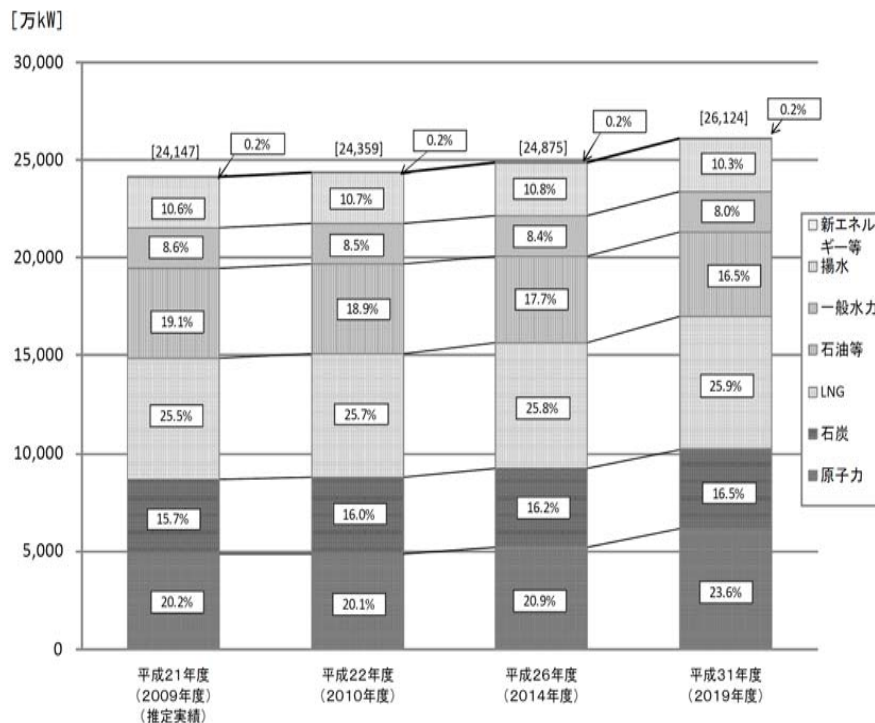
- 火力発電所の出力合計は、約1,482万kW。(石炭:290万kW、**LNG:約1,186万kW**、石油等:約7万kW)
- 水力発電所の出力合計は、約152万kW**。(一般:約25万kW、揚水:約127万kW)
- 新エネルギー等発電所の出力合計は、約10万kW**。(太陽光:約7万kW、風力:約3万kW)

(出所)経済産業省「平成22年度電力供給計画の概要について」

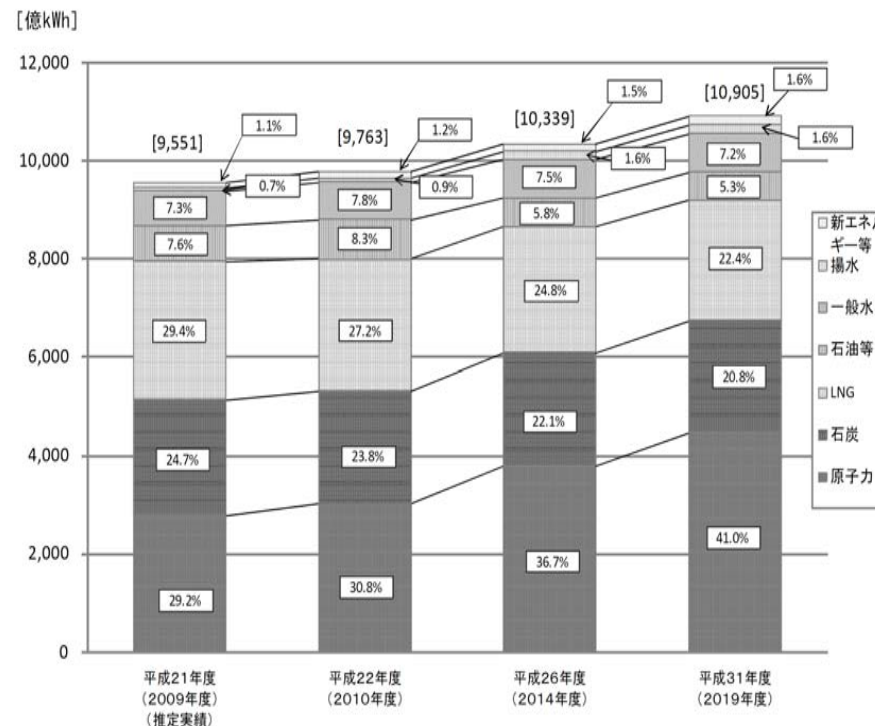
■このような需要の見通しに対し、供給予備率は、平成26年度で10.8%、平成31年度で11.0%となり、**安定的な供給を確保できる見込み(METI)**。

# 平成22年度電力供給計画②

## 発電設備構成の推移(一般電気事業用、発電端)



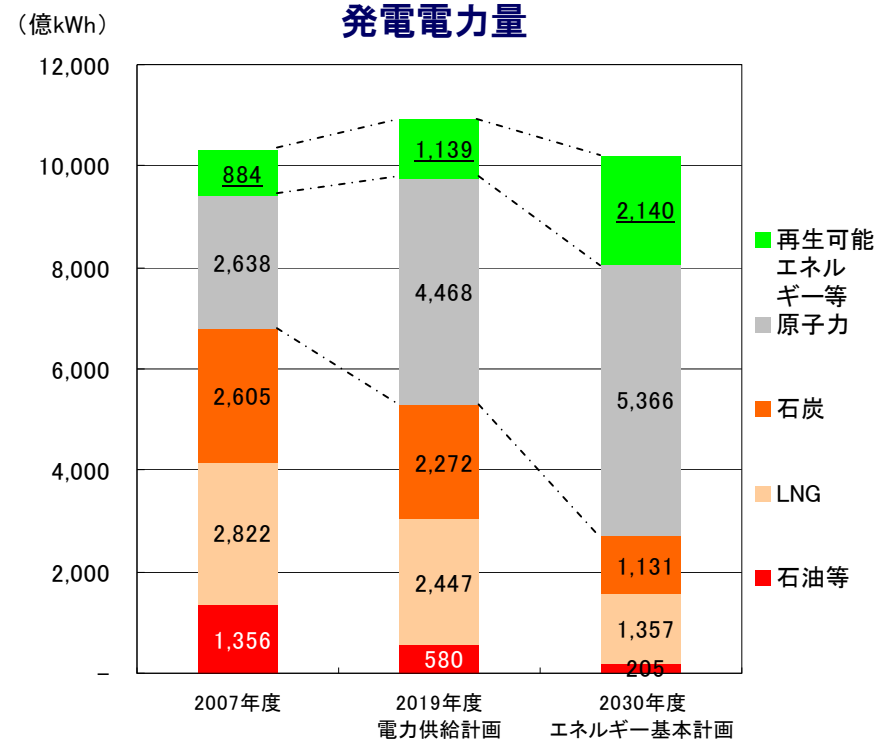
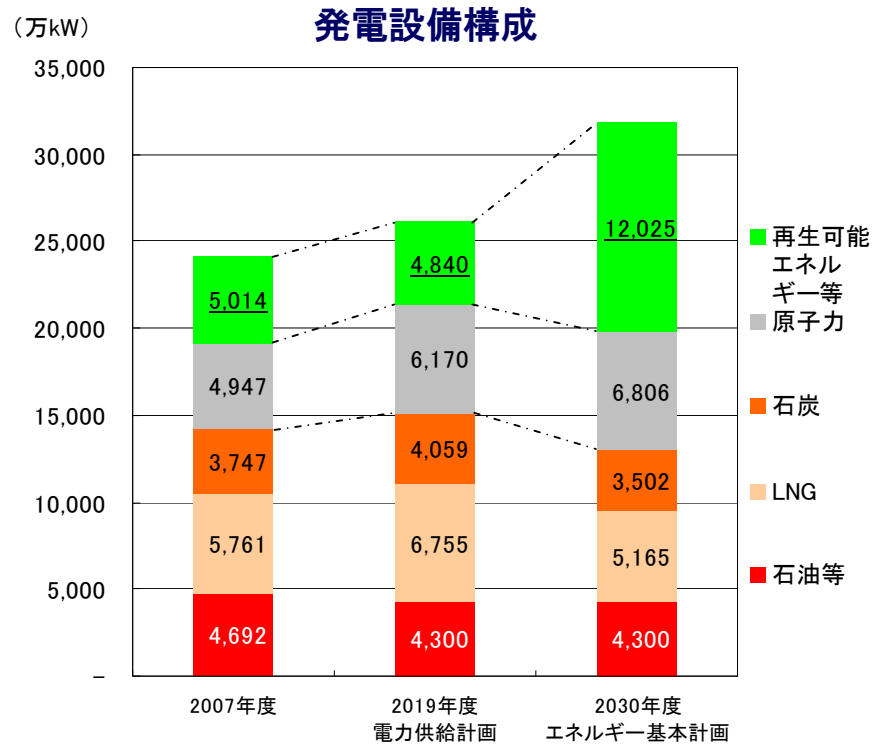
## 発電電力量構成の推移(一般電気事業用、発電端)



(出所)経済産業省「平成22年度電力供給計画の概要について」

- 2019年度におけるLNG火力の設備容量は6,755万kW／発電電力量は2,447億kWh.
- 同年度の原子力は、6,170万kW／4,468億kWh.
- 同年度の水力(含む揚水)は、4,787万kW／961億kWh、新エネルギー等53万kW／178億kWh、合計で4,840万kW／1,139億kWh.

## 改定エネルギー基本計画と電力供給計画の比較



- 2019年度の原子力は、設備容量6,170万kW／発電電力量4,468億kWhで、基本計画の数字に近づいてくる。
- 同年度における水力(含む揚水)は、4,787万kW／961億kWh、新エネルギー等53万kW／178億kWh。合計で4,840万kW／1,139億kWh。今後創設される新制度を加えて、1億2,025万kW／2,140億kWhを目指す。
- LNGに新たな役割が。自然(気候)条件変化に伴う再生可能エネ出力増減のしわ取りの役目を。需要は増えるが小刻みな調達に困難が。



# エネルギー基本計画の改訂

## 2030年のエネルギー需給の姿

### (8)天然ガス利用の促進(主に産業部門対策)

#### 目指すべき姿

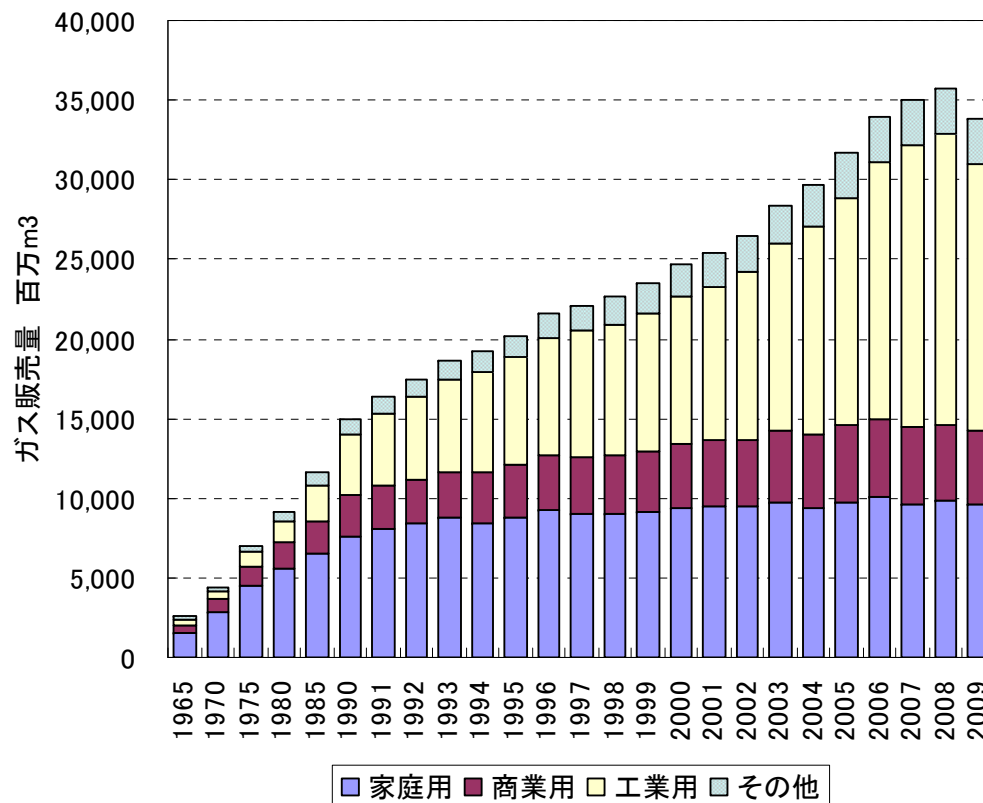
- 石油・石炭系のボイラー及び工業炉について天然ガスへの燃料転換を促進。
  - －2020年度までに燃料消費に占めるガス比率の5割以上の増加を目指す。
  - －2030年度までに燃料消費に占めるガス比率の倍増を目指す。
- 天然ガスコージェネレーションの導入促進を図り、2020年度までに現状から5割以上の増加(計800万kW)、2030年度までに倍増(計1,100万kW)導入を目指す。

#### 実現に向けた基本戦略

- 産業用・業務用の需要家において、より省エネ・省CO2効果の高い天然ガスボイラーや天然ガス工業炉等の導入を促進するため、省エネ法による取組を推進するとともに、必要な支援策の重点化を図る。
- 熱需要に対するエネルギー供給の効率化を図るため、高効率コージェネレーションの導入促進を図る。特に、年間を通じて高負荷運転ができ効率の高い産業用大規模コージェネレーションや、高い省エネ効果が期待される面的な熱の有効利用に資するコージェネレーションの導入を促進する。
- 天然ガスへの燃料転換の加速、低廉かつ安定的な天然ガスの供給を拡大するため、ガスインフラネットワークの拡大、連携強化を目指す。具体的には、セキュリティの向上や燃料転換に資するガス導管網等に係る投資インセンティブの付与、関係行政機関の連携による投資促進環境整備、ガスの託送供給制度の改善等によるガス導管網等の第三者利用の促進、パイプラインの相互連結の促進等を図る。

(出所)経済産業省「資源エネルギー政策の見直しの基本方針」

# 用途別都市ガス販売量の推移

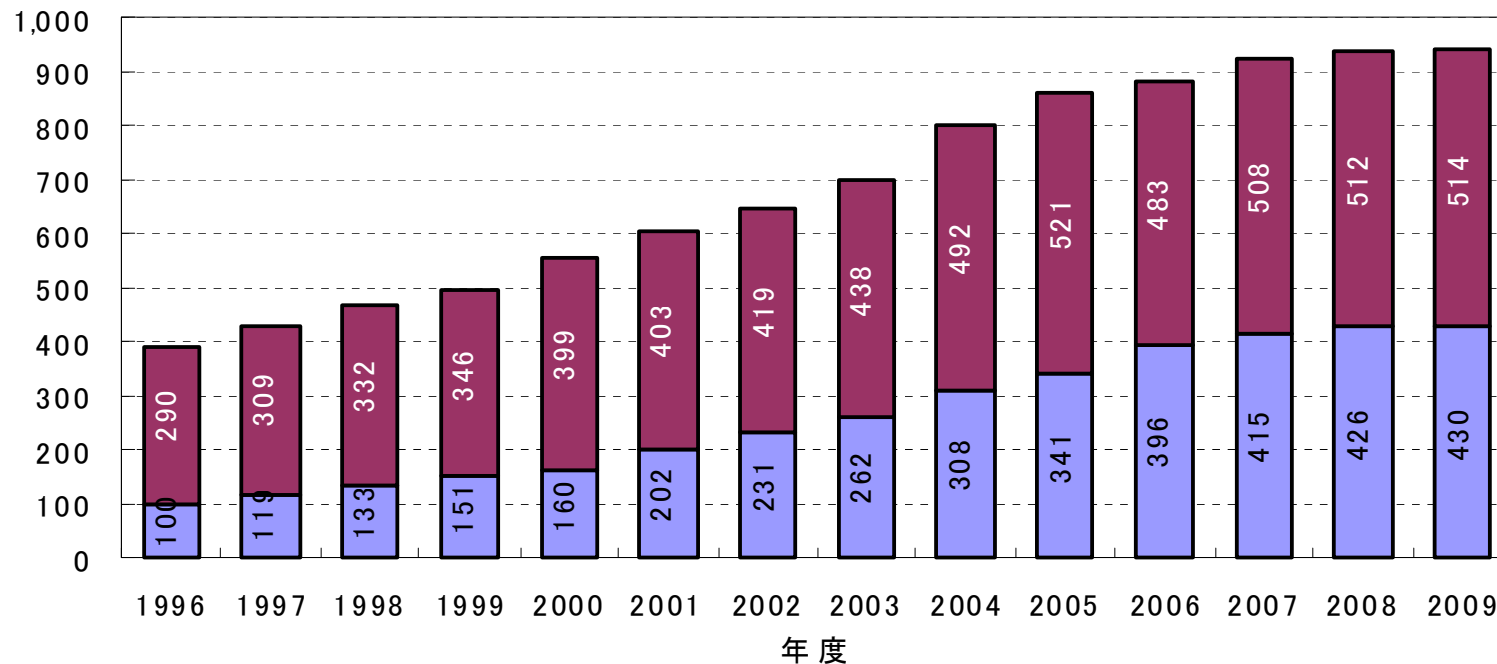


(出所)ガス事業便覧各年版、  
日本ガス協会資料よりエネ研作成

- 都市ガス販売量は1965年～2008年にかけて、年率6.3%の高い伸び率で推移。
- 特に、工業用の伸び率が多い(2000-2009年の年平均伸び率:家庭用0.2%、商業用1.4%、工業用6.7%)。05年度前後は10%を越える伸び率を。
- しかし工業用も2008年度は対前年比▲5.0%、09年度▲3.1%。経済不況に加えて・・・。

# 燃料別コジェネレーション導入量の推移

発電容量 万kW

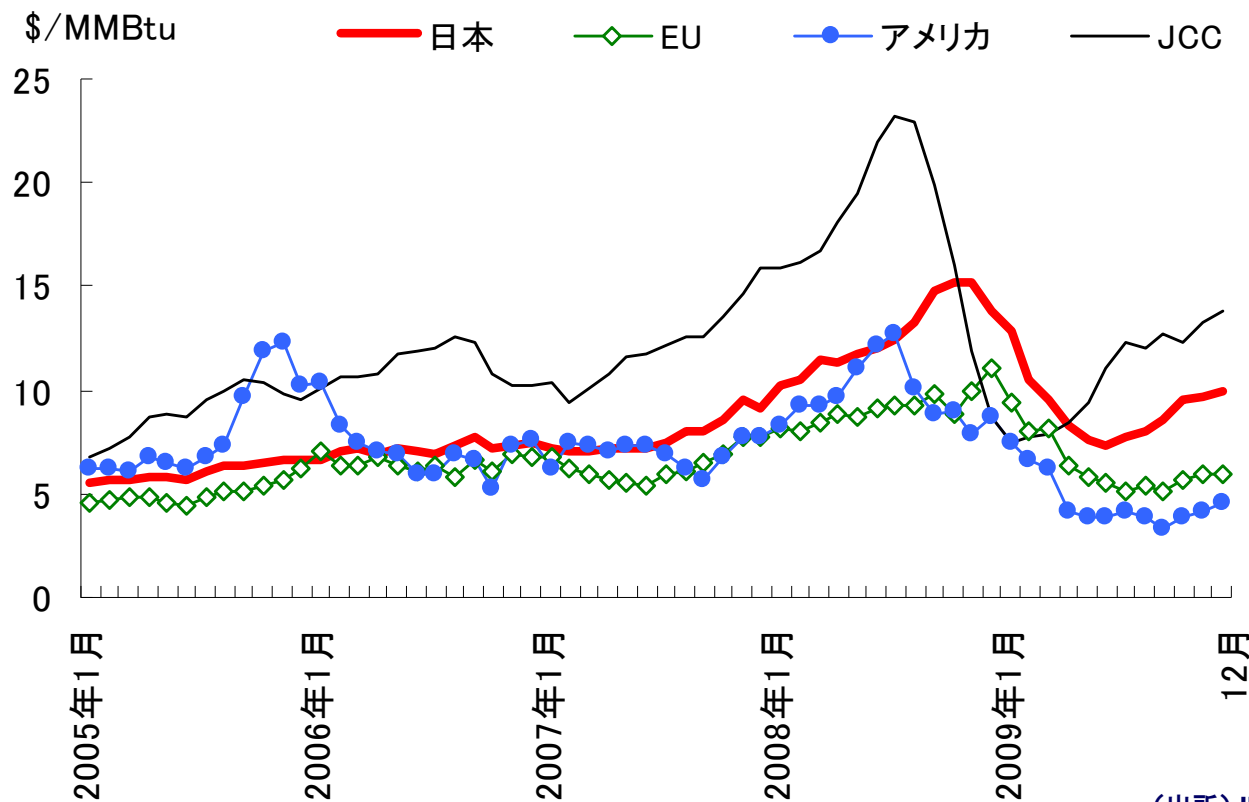


■ 都市ガス ■ 石油系等

(出所)財団法人天然ガス導入促進センター  
エネルギー高度利用促進本部 資料よりエネ研作成

- 2000-2009年度にかけて、年率5.2%の伸び率で拡大
- 特に、都市ガスを燃料とするコジェネの伸び率が大きい。(同11.6%)
- しかし、ここ数年は伸びが停滞している。
- 2008年度のエネルギー高騰の余波や経済情勢の悪化が・・・(日本ガス協会)。

# LNG価格(CIF価格)の推移



(出所) IEA Energy Prices &amp; Taxes

- 08年央までJCCとLNG価格の間に大きな乖離。工業用都市ガス販売促進、コジェネ普及の背景に
- 以降、価格は逆転、そして乖離は縮小。価格水準も上昇傾向が。上昇の背景に、需給逼迫時に価格交渉を迎えたプロジェクトは原油等価をやむなくしたのも。
- 産業部門での天然ガス需要の拡大、コジェネの普及にはLNGの相対的価格競争力が必須
- つまり、エネルギー基本計画の実現にはLNG価格動向(緩やかリンク)が大きく影響

## LNG価格は石油に対して価格競争力を持ちえるか？ 3大市場で価格への下方圧力が →短・中期的にはYes

- 最近、JCCに対するリンクの度合いを小さくするよう交渉が行われているとの報道を見かけることが多い。一例として、

### Factor 1 Export prices

achieve.

#### ❖ Asia-Pacific LNG prices oil-linked:

- Straight 0.15 conversion when bullish
- Falling to 0.12 or lower when bearish

#### ❖ Atlantic LNG pricing basis more variable, Henry Hub reference in US



(出所) “The impact of LNG projects on domestic gas market” by Dr. Richard Lewis, SKM-MMA at 5<sup>th</sup> Annual LNG World

- アジア・太平洋市場では豪州の供給者が需要者と、安定的で競争力のあるLNG価格の形成をめざし、交渉を続けている。
- 中・長期的にLNGが価格競争力を持ち続けるためには、カタールの協力が重要。
- 同時にカタールが同地域で販路、販売量の拡大を志向するのであれば、価格戦略の転換が必須。
- これこそが **日本・カタールにとってWin-Win** の関係ではないか。

ご清聴ありがとうございました。

Thank you for your attention.

شكرا جزيلاً

<以下、参考資料>

# 参考資料 (平成22年度電力供給計画)

## 発電設備構成の推移(一般電気事業用、発電端)

[単位: 万kW]

	平成21年度 (2009年度) (推定実績)		平成22年度 (2010年度)		平成26年度 (2014年度)		平成31年度 (2019年度)	
水力	4,638	19.2%	4,670	19.2%	4,781	19.2%	4,787	18.3%
一般水力	2,073	8.6%	2,076	8.5%	2,090	8.4%	2,096	8.0%
揚水	2,564	10.6%	2,594	10.7%	2,691	10.8%	2,691	10.3%
火力	14,572	60.3%	14,741	60.5%	14,854	59.7%	15,115	57.9%
石炭	3,795	15.7%	3,887	16.0%	4,037	16.2%	4,059	15.5%
LNG	6,161	25.5%	6,253	25.7%	6,414	25.8%	6,755	25.9%
石油等	4,617	19.1%	4,601	18.9%	4,404	17.7%	4,300	16.5%
原子力	4,885	20.2%	4,896	20.1%	5,187	20.9%	6,170	23.6%
新エネルギー等	53	0.2%	53	0.2%	53	0.2%	53	0.2%
合計	24,147		24,359		24,875		26,124	

## 発電電力量構成の推移(一般電気事業用、発電端)

[単位: 億kWh]

	平成21年度 (2009年度) (推定実績)		平成22年度 (2010年度)		平成26年度 (2014年度)		平成31年度 (2019年度)	
水力	769	8.1%	848	8.7%	946	9.1%	961	8.8%
一般水力	699	7.3%	765	7.8%	777	7.5%	781	7.2%
揚水	70	0.7%	83	0.9%	168	1.6%	179	1.6%
火力	5,892	61.7%	5,791	59.3%	5,447	52.7%	5,299	48.6%
石炭	2,356	24.7%	2,323	23.8%	2,290	22.1%	2,272	20.8%
LNG	2,808	29.4%	2,657	27.2%	2,560	24.8%	2,447	22.4%
石油等	727	7.6%	811	8.3%	597	5.8%	580	5.3%
原子力	2,785	29.2%	3,004	30.8%	3,794	36.7%	4,468	41.0%
新エネルギー等	106	1.1%	119	1.2%	152	1.5%	178	1.6%
小計	9,551		9,763		10,339		10,905	
その他	-23		-37		0		0	
合計	9,528		9,726		10,339		10,905	

- (注) 1. 『石油等』は、石油の他、LPG、その他ガス、歴青質混合物を含む。  
 2. 『新エネルギー等』は、風力発電、太陽光発電、バイオマス発電、廃棄物発電の他、地熱発電を含む。  
 3. 『その他』は、卸電力取引所における取引等の電源種別が不明なもの。  
 4. 四捨五入の関係で合計と一致しない場合がある。

(出所)経済産業省「平成22年度電力供給計画の概要について」