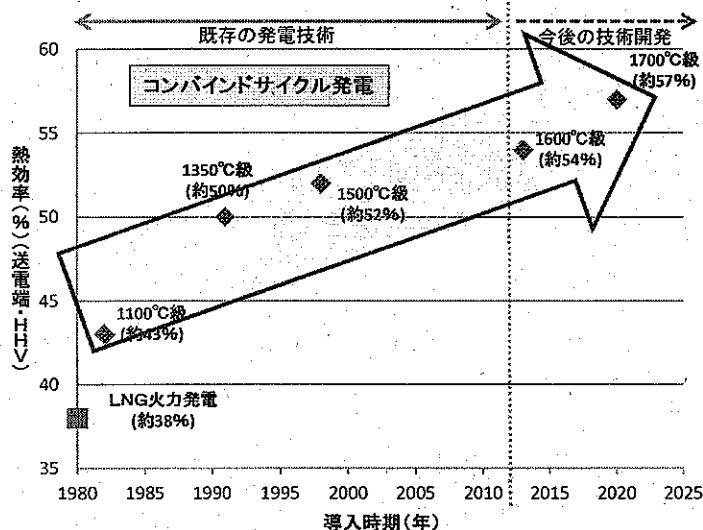


LNG火力の高効率化

- 我が国は、1500℃級ガスタービンを実用化、熱効率52%を達成。 → 2010年モデルプラントの想定
- また、世界に先駆けて1600℃級ガスタービンの開発に成功(熱効率54%)。
- 引き続き、1700℃級ガスタービンに必要な革新的技術開発に取り組み、2020年頃までに熱効率57%の実用化を目指している。

<LNG火力発電の効率向上>

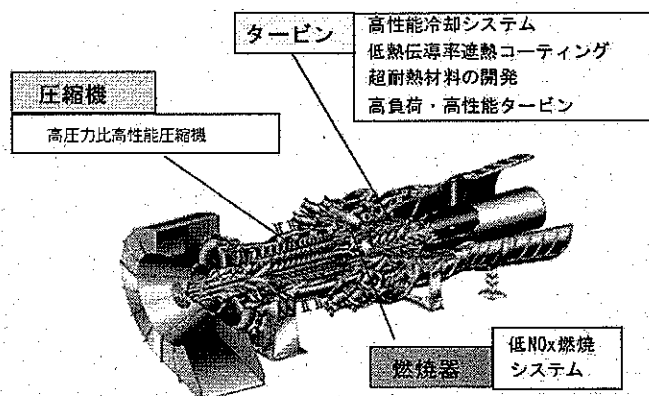


出典:三菱重工業(株)の資料を基に作成

<技術開発について>

■1700℃級ガスタービン技術開発

ガスタービン耐熱材料や高性能冷却システムの開発などの技術革新により、ガスタービン入口ガス温度を1700℃まで高温化し、約57%(出力60万kW級)の熱効率を実現する技術開発。

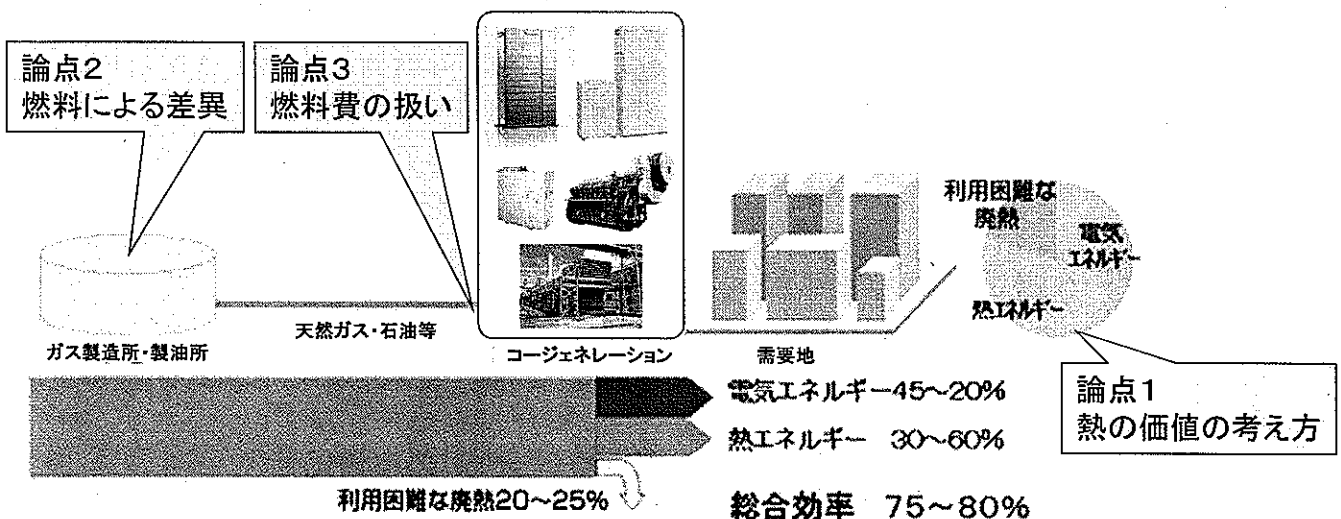


コージェネレーションシステムについて

コージェネレーションシステムの特徴と論点

コージェネレーションシステムの特徴

- (1) 熱と電力を同時に生み出す(熱電併給)。トータルで考えた場合、高い総合エネルギー利用効率を実現可能。
- (2) 天然ガス、石油などを燃料として使うシステムである。
- (3) 需要に近い地点におかれるシステム(=分散型エネルギーシステム)である。



※一般財団法人 コージェネレーション・エネルギー高度利用センター ホームページ資料を加工

⇒上記の通り、従来の火力発電とは異なる特徴を持つ電源であるため、発電単価を検討する際には、上記の3つの論点を検討する必要があるのではないかと。

1. 熱の価値の考え方

コージェネレーションシステムの発電単価を試算するにあたり、電気と熱が同時に生み出されるという特徴をどう考慮するのかという点については、大きく分けて、以下の2つの方法が考えられる。

- ① 一定の電気を生み出す際に同時に発生する熱の価値を別途計算し、それを費用から差し引く。
- ② 同時に生み出される電気と熱の出力比率で、費用を按分した上で、電気の部分だけでコストを試算する。

どちらの方法で、今回、コージェネレーションシステムの発電単価を試算することが適当か？

2

1. 熱の価値の考え方

- ①一定の電気を生み出す際に同時に発生する熱の価値を別途計算し、それを費用から差し引く。

OECD/IEAにおける議論

➤OECD/IEAでは、①の方式を採用。2010年版の報告書では、各国からのヒアリングにより換算レートを決す。1MWhの熱利用に対して、45\$/MWhで換算し、廃熱価値を控除。

※ 2010年版の報告書では、燃料費を按分する②の方式は、「電気と熱は一体的なアウトプットであり、費用を分割することは極めて非実践的」とされている。

コージェネレーション発電コスト＝

$$\frac{\text{資本費} + \text{燃料費} + \text{運転管理費} - \text{廃熱価値}}{\text{発電電力量}}$$

※廃熱価値＝総熱利用量×単位熱量当たりの市場価値

⇒今回のコスト試算において、この方式を採用した場合は、我が国の実態に即した熱の価値を設定する必要がある。

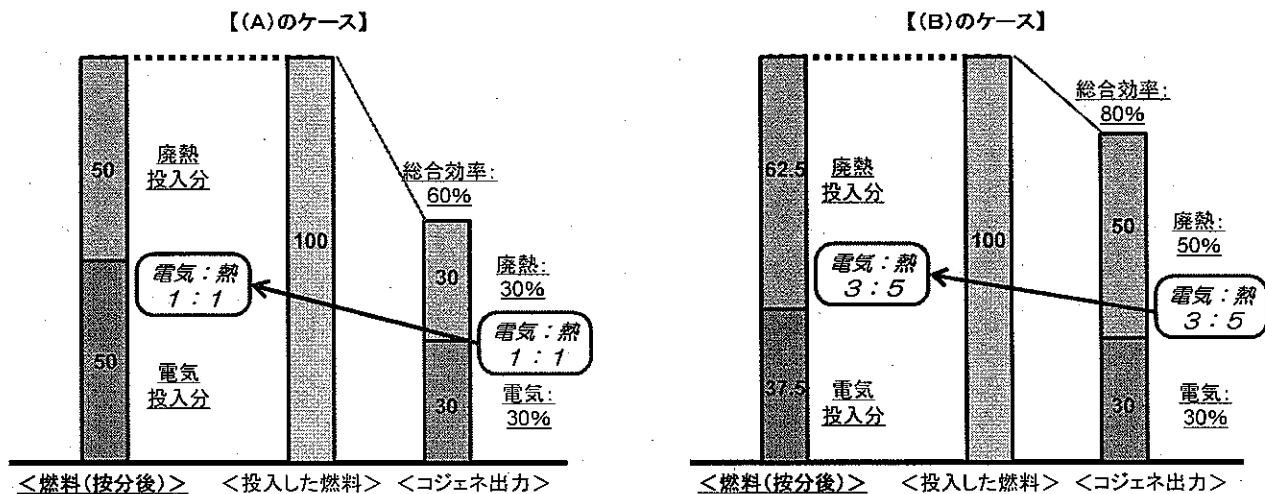
3

1. 熱の価値の考え方

- ②同時に生み出される電気と熱の出力比率で、費用を按分した上で、電気の部分だけでコストを試算する。

○熱と電気の出力比率(kWhベース)と同様の比率で、それぞれに対し燃料が投入されたと思なし、擬似的に燃料コストを案分。発電コスト試算においては、電気に用いた燃料、電気の出力のみを使用して計算。

※例えば、(A)発電端効率30%・熱回収効率30%のコジェネ、(B)発電端効率30%・熱回収効率50%のコジェネの場合、按分後の費用は下図の通り。



1. 熱の価値の考え方

- 今回のコージェネレーションの発電コスト試算においては、上述の①、すなわち、熱の価値を費用から差し引く以下の方式を採用してはどうか。

- 熱の価値は、同量の熱をボイラーで得るために必要な燃料費で代替してみてはどうか。

廃熱価値 = 総熱利用量 × 単位熱量当たりの市場価値

$$= \text{総熱利用量(Wh)} \times \frac{\text{燃料価格}(\$/t)}{\text{単位燃料当たり発熱量(Wh/t)} \div \text{ボイラー効率}}$$

(単位熱量をボイラーで得るために必要な燃料費(a))

(参考:ガスコージェネレーションの場合)

以下の条件で、Wh当たりの市場価値を試算すると、(a) = 48\$/MWhとなる。(※2010年のOECD/IEA方式では、45\$/MWh)

＞燃料価格:現在のLNGのCIF価格平均=584.37(\$/t)

＞単位燃料当たり発熱量:54.6(GJ/t)÷3.6(GJ/MWh)=15.2(MWh/t)

＞ボイラー効率:80%(※今回のモデルプラントと同規模のボイラーの標準的な効率)

2. 燃料による差異

コージェネレーションシステムの主な燃料として、天然ガス、石油が使われている(設備容量ベースで約82%のシェア*)。燃料毎に規模や使われ方が異なることから、各々のモデルプラントを設定し、発電コストを試算してはどうか。また、同様に熱を利用する家庭用燃料電池も試算をしてみてもどうか。

*:一般財団法人コージェネレーション・エネルギー高度利用センターの調査による

○ 天然ガスコージェネレーション

- コージェネの総発電容量の約48%を占める。
- 0~100kW程度のマイクロコージェネ(小規模業務)、350kW程度の小型ガスエンジン(病院、ショッピングセンター等)、5,000~7,000kW程度の中~大型のガスエンジン・ガスタービン(産業用、大規模業務等)等が主流。

○ 石油コージェネレーション

- コージェネの総発電容量の約33%を占める。
- 1,000~2,000kW程度のディーゼルエンジン(中規模な工業・業務用、病院等)等が主流。

○ 家庭用燃料電池

- 都市ガスやLPGを改質して水素を取り出し、燃料電池により高効率に電気と熱を発生させる。
- 現在の普及台数は約1万台。1000W程度の小型が主流。

今回の試算では、燃料として、天然ガスと石油を採用。データ収集等の観点も踏まえ、以下をモデルプラントとして試算する事が適当と考えられる。

- ガスコージェネ:6,500kW級の中・大型ガスエンジン・ガスタービン
- 石油コージェネ:1,500kWのディーゼルエンジン
- 燃料電池 :1,000Wの家庭用の燃料電池

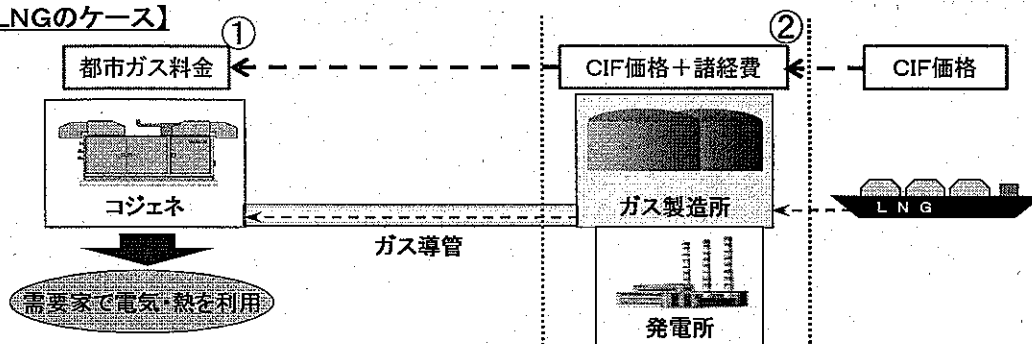
6

3. 燃料費の扱い

コージェネレーションシステムの場合、その燃料費の扱いについて、大きく分けて、以下の2つの方法が考えられる。

- ① 需要地に近く設置されるという特徴を有するがゆえに、実際に発電する際の燃料費としては、例えばガスコージェネであれば、ガスの託送コストも含めた都市ガスの価格を採用するのが適当。
- ② 大規模集中型と分散型との間で、電源としての比較をするという観点からは、例えばガスコージェネでは、LNG火力発電と比較するに当たり、燃料費を統一し、同じ燃料価格を採用することが適当。

【例:LNGのケース】



今回の発電コスト試算においては、大規模集中型と分散型とで電源としてのコストを比較するという観点から、②が適当ではないか。

(注)IEA/OECDのレポート"Projected Costs of Generating Electricity (2010)"においても、コスト試算上の燃料価格は輸入価格が用いられている。

7

コージェネレーションシステムの全諸元について

資料7-2

		ガスコージェネレーション(ガ)	石油コージェネレーション(油)	燃料電池(ガ)
為替レート		1ドル=85.74円(2010年度平均)		
割引率		0、1、3、5%		
モデルプラント規模(出力)		6500kW	1500kW	1000W
諸元のベース		直近5年間に運転開始した設備のデータ、関連事業者へのインタビュー	関連事業者へのインタビュー	エネファーム補助金のデータ、過去の実証事業の報告書等から試算
設備利用率		○80% ○70% ○60% <参考情報> *インタビュー事業者の実績平均:68.4%	○36%	○46%
稼働年数		○30年 ○15年(法定耐用年数)	○15年(法定耐用年数)	○15年 ○10年 ○6年(法定耐用年数)
資本費	建設費	12万円/kW ⇒7.8億円	13万円/kW ⇒1.9億円	210万円/kW(工事費込み。補助金対象額の平均300万円/kW(工事費込み。販売価格ベース)から給湯に係る補機分(約3割)を削除)
	燃料発熱量	HHV:54.6MJ/kg、(LHV:49.3MJ/kg)	HHV:45.5MJ/kg、(LHV:42.5MJ/kg)	HHV:54.6MJ/kg、(LHV:49.3MJ/kg)
	熱効率	77.4% (発電効率:30.1%、熱回収効率:47.3%)	59.5% (発電効率:35.2%、熱回収効率:24.3%)	80% (発電効率:33%、熱回収効率:47%)
	所内率	3.2%	3%	(計上せず)
	固定資産税率	1.4%	1.4%	(計上せず)
運転維持費	人件費	(修繕費に含む)	(修繕費に含む)	(計上せず)
	修繕費	0.96万円/kW	0.79万円/kW	(計上せず)
	諸費	(修繕費に含む)	(修繕費に含む)	(計上せず)
	業務分担費 (一般管理費)	(計上せず)	(計上せず)	(計上せず)
燃料費	初年度価格 (2010年度平均価格)	584.37 \$/t (LNG日本通関CIF価格)	84.16 \$/bbl (原油日本通関CIF価格)	584.37 \$/t (LNG日本通関CIF価格)
	価格上昇率	議題4で議論	議題4で議論	議題4で議論
	燃料諸経費	※LNG火力と同じ	※石油火力と同じ	※LNG火力と同じ
2020年、30年の 価格変動要因	技術革新・量産効果	○発電効率向上 *ガスエンジン:50%(2020年~) *ガスタービン:36%(2020年)・38%(2030年) (資料7-3参照)		
	燃料費上昇率	議題4で議論		
	CO2対策費上昇率	議題5で議論	議題5で議論	議題5で議論
備考		○(＃)がついているものは、需要側に設置するもの。 【為替レート】将来にわたって不変と仮定。 【割引率】将来の金銭的価値を現在の価値に割り引く(換算する)時の割合を1年あたりの割合で示したもの。割引率が高い場合、燃料費の比率が高い電源(将来発生するコストが多い電源。一般的には、火力>原子力>水力)ほど、現在価値としての発電単価は小さくなる。 【ガスコージェネレーション】 ○ガスタービン(発電端効率30%程度)、ガスエンジン(発電端効率49%程度)の2方式の平均的な数値を採用 ○発電コストとして、他の電源と合わせるために、燃料費については、ガスの販売価格ではなく、CIF価格を採用 ○熱利用部分を勘案し、発電コストのほか、熱利用を評価する必要がある。 【石油コージェネレーション】 ○発電コストとして、他の電源と合わせるために、燃料費については、CIF価格を採用 ○熱利用部分を勘案し、発電コストのほか、熱利用を評価する必要がある。 【燃料電池】 ○熱利用部分を勘案し、発電コストのほか、熱利用を評価する必要がある。		

コージェネレーションシステムの 技術革新見通しについて

1. ガスコージェネレーションの 技術革新見通しについて

1 ガスコージェネレーションのこれまでの技術革新と今後の見通しについて

○これまでの技術革新の実績について(発電効率の向上実績)

(ガスエンジン)技術革新内容:希薄燃焼、ミラーサイクルの導入、着火安定性等の改良

・1990年以前:約33% → 2000年頃:約40% → 現在:約48.5%

(ガスタービン)技術革新内容:タービン翼の耐熱性向上等

・1990年以前:30%以下 → 2000年頃:約30% → 現在:約33%

○今後の技術的課題及び技術革新の見通し

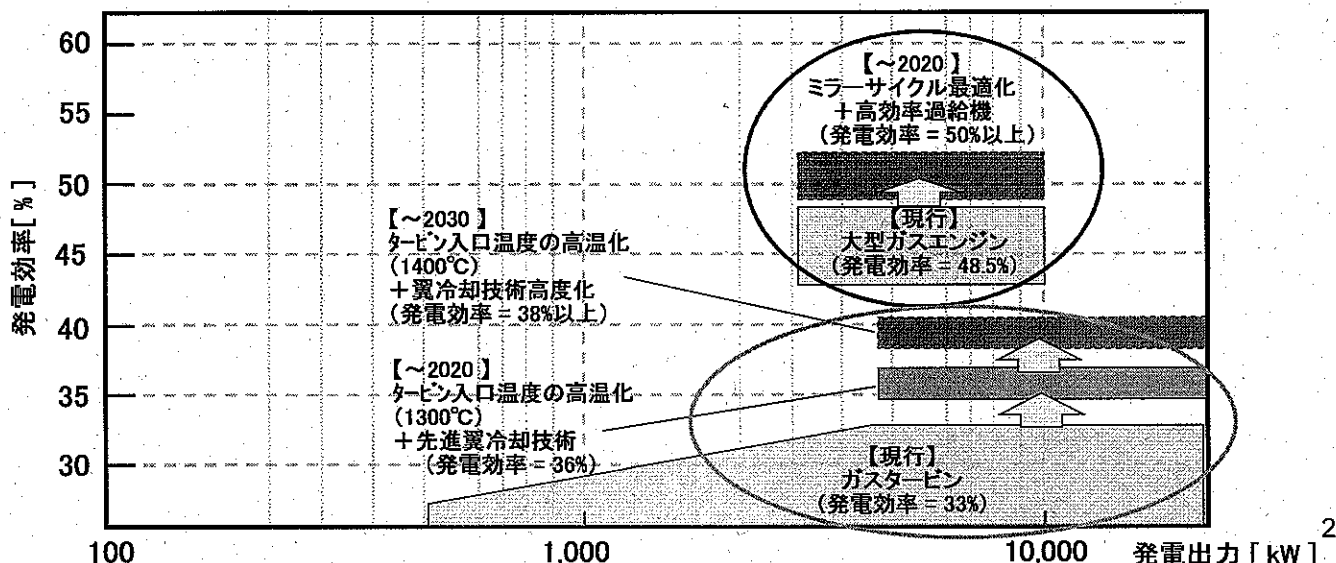
(ガスエンジン)技術革新内容:ミラーサイクルの最適化(バルブ開閉タイミングの適正化)、過給機の高効率化等(別添)

・現在:約48.5% → 2020年頃:約50%

(ガスタービン)技術革新内容:タービン翼の耐熱性向上、過給機の高効率化等(別添)

・現在:約33% → 2020年頃:約36%

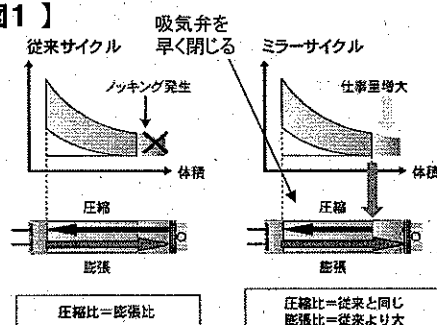
※ここでの発電効率は低位発熱量基準(LHV)



(参考)技術的課題について

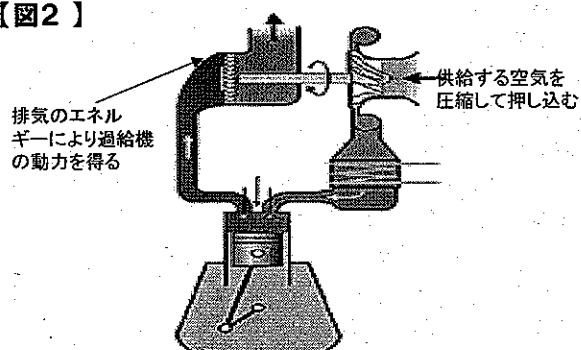
	技術	概要
ガスエンジン	ミラーサイクル (図1)	ミラーサイクルは、動力(発電)の効率をより高くするため、圧縮比よりも膨張比を大きくしたサイクル。従来と比較して吸気弁を早く閉じることで燃焼用空気を圧縮する仕事を減らし、「圧縮比<膨張比」を実現。その結果、エンジン内で燃焼したガスを十分膨張させ、1回の燃焼から取り出す仕事量を増やし、効率を高めている。 今後、更に高効率なミラーサイクルガスエンジンを開発するため、エンジンのバルブ開閉タイミング(圧縮比・膨張比)の適正化に取り組む中。
	過給機 (図2)	エンジンの排気ガスのエネルギーを利用して燃焼用空気を圧縮し、シリンダ内に送る過給機(ターボチャージャー)の効率を高めることで、エンジンの熱効率の向上が可能。 ミラーサイクルにより熱効率が向上すると、反対に排気エネルギーが減少するため過給機の圧縮仕事が増加し、その結果十分な燃焼用空気をシリンダに供給できなくなるため、より少ない排気エネルギーで性能が発揮できる過給機の開発に取り組む中。
ガスタービン	TIT(タービン入口温度)高温化	燃焼ガスのタービン入口温度(TIT: Turbine Inlet Temperature)の高温化により熱効率が向上。一方、タービン翼材料の耐熱温度を超えてしまうためタービン翼の耐熱性を確保が必要。このため、より安価で高性能な冷却技術や伝熱制御技術の開発に取り組む中。

【図1】



エンジンのバルブ開閉タイミングにより圧縮比・膨張比を変化させる

【図2】



2. 家庭用燃料電池の 技術革新見通しについて

4

家庭用燃料電池の技術革新について

- 我が国においては、2009年に世界で初めて家庭用燃料電池を商品として市場に導入。
- 今後、2015年頃の市場の自立化を目指して、最重要課題である低コスト化をはじめ、発電効率の向上や耐久性向上などの技術課題の克服に取り組んでいる。

	現在 (2010年時点)	2020年頃 普及拡大期	2030年頃 本格普及期
システム価格 (注1)	200～250万円	約40～100万円	40万円未満
耐久性	4万時間	4万時間以上～9万時間	9万時間
発電効率 (注2)	約33%	33%～40%以上	36%以上～50%以上

出典：NEDO燃料電池・水素技術開発ロードマップ2010を基に商用化された燃料電池の発電効率等を試算。

注1：工事費を含まないメーカー出荷価格。工事費を含む販売価格は、例えば2010年時点で300万円。

また、給湯機能も有することから発電コストの試算に当たっては考慮する必要。

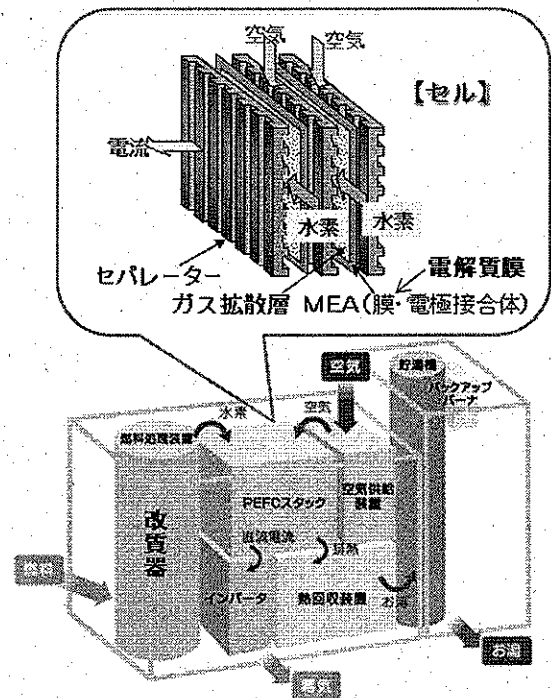
注2：発電効率は高位発熱量基準(HHV)。

○低白金化技術開発

- ・固体高分子形燃料電池(PEFC)では、酸素と水素の反応を促進するために触媒として白金を使用。
- ・このため、①2015～2020年頃に現状の1/10レベルまで白金使用量を低減し、②2020年以降に白金使用量をゼロとするための技術開発に取り組んでいる。

○部品点数削減及び小型化のための技術開発

- ・低コスト化に向け、2010年時点で2,000点程度の部品点数の削減、部品の小型化が必要。
- ・燃料電池システムの核となる部品である電解質膜の高性能化を図ることで、システムを構成する部品数を削減、小型化が可能。
- ・燃料を水素に改質する改質器についても、更なる小型化が可能。



燃料費及び CO₂ 対策経費について

山名委員ご意見

- 化石燃料価格についての見通しについては、IEA の予測をベースにする事は妥当であると思います。一方で、世界平均で見たコストと、日本の特異性についての見解の違いについても認識が必要です。特に、天然ガスは、我が国は、18%をオーストラリアから、20%をマレーシアから輸入し、他の部分は、UAE やオマーンなど他地域から分散して入手していますが、これらの輸入先からの入手が今後、先細りすると見られています。従って、現在12%を輸入しているカタールなどへの依存性が増えて行く事は必至ですが、液化天然ガスとしてしか輸入できない我が国は、同じく、液化天然ガスとしてしての輸入を検討している中国やドイツなどとの競合にもなり得るため、価格の安定性が見通せないというのが実情です。世界平均のコストをベースにするとしても、我が国の、液化天然ガスの入手の特殊性については念頭に置いておく必要があります。
- 炭素価格の件ですが、排出権の世界的な動向を調査して、EU の政策シナリオを基本にする事については、やむを得ないものと思います。一方、我が国は、1990年比で25%削減という厳しい目標を設定しており、この事は、真水での削減を本来目指すという国是でもあります。2020年に至って、排出権で二酸化炭素の削減を果たすという事では、明らかに行動不足であり、排出権価格が、そのまま火力発電のコストであるとするのは、炭素削減の価値を軽視する事にも繋がります。排出権価格による炭素ペナルティの設定は、あくまで、現時点でコスト換算の手法がそれ以外に想定出来ない事によるものである事は念頭に置く必要があります。CCS は我が国では非常に難しいという技術的見解もある中で、本来は、火力発電を削減して行く事が必要ですから、その事は付記する必要があります。