

今回の試算の対象とする発電コスト(案)

従来の試算は、専らココ！	原子力、石炭、LNG、石油、水力	再生可能エネルギー	コージェネ／燃料電池	揚水／蓄電池	省エネ製品
現時点でのモデルプラントの発電コスト	○	○	○	○	○
2020、2030年のモデルプラントの発電コスト	○ (上記の現時点での発電コストに、コスト加算要因及び減算要因を積み上げて推計)	○ (上記の現時点での発電コストに、コスト加算要因及び減算要因を積み上げて推計)	△ (可能な範囲で推計)	△ (可能な範囲で推計)	×
有価証券報告書方式	○	×	×	×	×

(参考) <電源とその特性>

電源特性	ベンチマーク	再生可能エネルギーなど
ベース	石炭火力、LNG火力、原子力、一般水力	地熱、小水力
ミドル	石炭火力、LNG火力	風力、バイオマス発電、コージェネレーション、燃料電池、省エネ製品
ピーク	石油火力、揚水	太陽光

○ベース：常にほぼ一定の出力で運転を行う電源

○ピーク：電力需要の変動に対応して稼働し、主としてピーク時に必要な供給を行う電源

○ミドル：両者の中間的な役割をもつ電源

*コージェネレーション、燃料電池、省エネ製品については、需要家の電力の使い方によって、電源としての特性が変わる

*風力、太陽光については、天候にも左右されるため、必ずしも需要の変動に対応できる電源ではない

3. モデルプラントの主な諸元や 試算の条件について

(ご討議いただきたい点)

* モデルプラント方式による試算にあたって、各電源のモデルプラントの規模などや、試算の条件(設備利用率、稼働年数など)について、ご討議いただきたい。

試算の諸元及び前提条件等について

発電に関連する費用については、当該費用の性格や負担する主体などが異なっており、今回の試算にあたっては、それらの違いを認識した上で、どこまでを含めるかについても含めて、検討していく必要があるのではないか。今回のモデルプラント方式に基づく試算にあたって必要となる諸元及び前提条件等は、以下の通り、整理できるのではないか。

モデルプラントの 発電単価試算の ための条件

発電に関連する費用など

電源別の発電単価	
現時点のモデル プラントの発電単価	
1. モデルプラント の条件 (1)出力 (2)設備利用率 (3)稼働年数 (4)熱効率 (5)所内率 など	3. 発電施設を建設・ 運営するための 費用 (1)資本費 (2)運転管理費 (3)燃料費 (4)バックエンド 費用 (5)諸税 など
2. 試算のための 共通条件 (1)割引率 (2)為替レート など	4. 2020、2030年の モデルプラントの 価格変動要因 (1)技術革新効果・ 量産効果 (2)燃料費上昇率 (3)CO ₂ 対策経費・ 上昇率 など 5. モデルプラントに 直接は関係ないが 電源別に配賦でき る可能性のある費用 (1)政策経費 (2)広告費 など 6. 発電に関連するコストで はあるが、個別の電源固 有のコストとして整理する のが難しい費用 (1)系統連系線費用 (2)系統安定化費用(※) など <small>(※)ただし、対策の内容によっては 費用負担者が異なる。</small> 7. その他発電単価との 直接の関係が明確 ではない事項 (1)平均計画期間 (2)経済効果 など



省エネ製品や
省エネ投資の
効果
: 1kWhを節
電するのにか
かる費用

<想定される主な費用の
負担者>
 緑色: 発電事業者
 青色: 納税者
 黄色: 発電単価との直接の
関係が明確ではない
事項

2010年モデルプラントの主な諸元や試算の条件(ベース及びミドル)

	原寸力	石炭火力	LNG火力	水力	地熱	風力	木質単価	石油単価	
ミラベルランド現地 開発のベース データ、関連事業者へのインパ クト率	120万kW	75万kW	135万kW	1.2万kW	200kW	3万kW	2.5万kW	5000kW	75万kW(※1)
直近7年間に稼働した発電所の データ、関連事業者へのインパ クト率	直近7年間に稼働した発電 所のデータ、関連事業者への インパクト率	直近7年間に稼働した発電 所のデータ、関連事業者への インパクト率	直近7年間に稼働した発電 所のデータ、関連事業者への インパクト率	直近3年間に建設 された発電所のデータ、 関連事業者へのインパ クト率	直近3年間に建設 された発電所のデータ、 関連事業者へのインパ クト率	直近3年間に建設 された発電所のデータ、 関連事業者へのインパ クト率	直近3年間に建設 された発電所のデータ、 関連事業者へのインパ クト率	直近3年間に建設 された発電所のデータ、 関連事業者へのインパ クト率	
1ドル=85.74円(2010年度平均) O.1、3.5%	1ドル=85.74円(2010年度平均) O.1、3.5%	1ドル=85.74円(2010年度平均) O.1、3.5%	1ドル=85.74円(2010年度平均) O.1、3.5%	1ドル=85.74円(2010年度平均) O.1、3.5%	1ドル=85.74円(2010年度平均) O.1、3.5%	1ドル=85.74円(2010年度平均) O.1、3.5%	1ドル=85.74円(2010年度平均) O.1、3.5%	1ドル=85.74円(2010年度平均) O.1、3.5%	
設備利用率 百分率 割合 の大小	○80% ○70% ○60%	○80% ○70% ○60%	○80% ○70% ○60%	○45% ○70% ○60%	○80% ○70% ○60%	○80% ○70% ○60%	○20% ○70% ○60%	○80% ○70% ○60%	
参考情報 *2004年コスト等検討小委 員会の試算: →85%、80%、70% *2009年度実績:65.7%	<参考情報> *2004年コスト等検討小委 員会の試算: →85%、80%、70% *2009年度実績: 72.3%	<参考情報> *2004年コスト等検討小委 員会の試算: →80%、70% *2009年度実績: 52.8%	<参考情報> *2004年コスト等検討小委 員会の試算: →80%、70%、60% *2009年度実績: 45%	<参考情報> *2004年コスト等検討小委 員会の試算: →80%、70%、60% *2009年度実績: 45%	<参考情報> *2004年コスト等検討小委 員会の試算: →80%、70%、60% *2009年度実績: 45%	<参考情報> *2004年コスト等検討小委 員会の試算: →80%、70%、60% *2009年度実績: 45%	<参考情報> *2004年コスト等検討小委 員会の試算: →80%、70%、60% *2009年度実績: 45%	<参考情報> *2004年コスト等検討小委 員会の試算: →80%、70%、60% *2009年度実績: 45%	
耐用年数 年数 年数 年数 年数 年数 年数 年数 年数	○40年 ○30年 ○16年(法定耐用年数) ○40年 ○30年 ○15年(法定耐用年数) ○40年 ○30年 ○15年(法定耐用年数) ○40年 ○30年 ○15年(法定耐用年数) ○40年 ○30年 ○15年(法定耐用年数) ○40年 ○30年 ○15年(法定耐用年数) ○40年 ○30年 ○15年(法定耐用年数) ○40年 ○30年 ○15年(法定耐用年数) ○40年 ○30年 ○15年(法定耐用年数)	○40年 ○30年 ○15年(法定耐用年数) ○40年 ○30年 ○15年(法定耐用年数) ○40年 ○30年 ○15年(法定耐用年数) ○40年 ○30年 ○15年(法定耐用年数) ○40年 ○30年 ○15年(法定耐用年数) ○40年 ○30年 ○15年(法定耐用年数) ○40年 ○30年 ○15年(法定耐用年数) ○40年 ○30年 ○15年(法定耐用年数)	○40年 ○30年 ○15年(法定耐用年数) ○40年 ○30年 ○15年(法定耐用年数) ○40年 ○30年 ○15年(法定耐用年数) ○40年 ○30年 ○15年(法定耐用年数) ○40年 ○30年 ○15年(法定耐用年数) ○40年 ○30年 ○15年(法定耐用年数) ○40年 ○30年 ○15年(法定耐用年数)	○40年 ○30年 ○15年(法定耐用年数) ○40年 ○30年 ○15年(法定耐用年数) ○40年 ○30年 ○15年(法定耐用年数) ○40年 ○30年 ○15年(法定耐用年数) ○40年 ○30年 ○15年(法定耐用年数) ○40年 ○30年 ○15年(法定耐用年数)	○40年 ○30年 ○15年(法定耐用年数) ○40年 ○30年 ○15年(法定耐用年数) ○40年 ○30年 ○15年(法定耐用年数) ○40年 ○30年 ○15年(法定耐用年数) ○40年 ○30年 ○15年(法定耐用年数)	○40年 ○30年 ○15年(法定耐用年数) ○40年 ○30年 ○15年(法定耐用年数) ○40年 ○30年 ○15年(法定耐用年数) ○40年 ○30年 ○15年(法定耐用年数)	○40年 ○30年 ○15年(法定耐用年数) ○40年 ○30年 ○15年(法定耐用年数) ○40年 ○30年 ○15年(法定耐用年数)	○40年 ○30年 ○15年(法定耐用年数) ○40年 ○30年 ○15年(法定耐用年数)	
燃料価格 初期価格 価格上昇率	精査中 113.91 \$/t (2010年度一般税込 本通関 CIF価格 平均)	584.37 \$/t (2010年度 LNG日本 通関 CIF価格 平均)	1.0596 /年 (IEA, World Energy Outlook 2010)	1.8993 /年 (IEA, World Energy Outlook 2010)	1.8993 /年 (IEA, World Energy Outlook 2010)	1.8993 /年 (IEA, World Energy Outlook 2010)	1.8993 /年 (IEA, World Energy Outlook 2010)	1.8993 /年 (IEA, World Energy Outlook 2010)	
建設準備 (1プラントの準備)	20~30万円/kW ⇒2400~3600億円 追加の安全対策費用を除く。	20~30万円/kW ⇒1500~2250億円	10~20万円/kW ⇒1350~2700億円	70~80万円/ kW ⇒84~96億円	80~90万円/ kW ⇒1.6~1.8億円	80万円/kW ⇒240億円	20~30万円/ kW ⇒40~60億 円	30~40万円/ kW ⇒15~20億円 (※3)	
【参考】1)持続にならないと想定 【計算】既存の会社の価値をその価値に割り引いて算出したときの割合を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資源(尚未発生するコスト)の割合が多い資源。一般的には火力 発電所より水力発電所よりも高額な電気料金がかかる。 【建設準備】建設準備にかかる費用は、今後引き続き精査を行った結果、削減される可能性もある。また、記載されている建設準備に収まらないプラントも存在するが、既存の運営上、代表的な単価の値を記載している。 【原寸力、石炭火炉】LNG火炉モデルランプについては、「ライナ・複数機種が競争している場合を考慮し、共通価値を平均化する場合の単価を決定。(同一敷地内の原寸火炉・複数の場合も含む)」 【原子力】既存の火炉用対策費用については、既往精査する予定。 【地熱】モリブデン炉として、生産量不適当時の蒸気量3750t/h(日本)を想定。 【風力】海上風力について、2020年以降のモデル炉で検討予定。 【バイオマス】未利用間伐材を燃料として使用するランプについて計算。 【※1】75万kWの石炭火力発電所において、未利活用間伐材燃焼するとして計算。 【※2】未利用間伐材を燃料として利用する炉の炉温に、既存の蒸気炉や地熱炉(※地熱炉の作業条件)の基礎構造など諸条件により大きく異なることに留意する必要。なお、木質燃費発電は、木質チップ工場発電所に近づけることで、木質を使うための必要な追加コスト(混焼装置投資)のみ計上。 【※3】既存の火力発電炉を用いて建設する場合、木質を使うための必要な追加コスト(混焼装置投資)のみ計上。									

2010年モデルプラントの主な諸元や試算の条件(ピーク等)

	石油火力	太陽光	ガスコージェット リーンゴン(%)	石油コージェット リーンゴン(%)	蓄電池 (#)	涓水	蓄電池
モデルプラン実績	40万kW	1200kW	4kW	5500kW	1500kW	1000W	150万kW
過去のベース	1987年以降に運転開始した 発送所のデータ(1999年試算) と同一)、関連事業者へのイン ピューブ	直近3年間に建設が終 了した設備に対する補 助金の平均は、関連事業者 別実績のデータ、関連 事業者へのインピューブ	住宅用太陽光補助企 業の平均は、関連事業者 へのインピューブ	直近5年間に運転開始 した設備のデータ、関 連事業者へのインピューブ	エネファーム補助企 業のデータ、過去の実 績事業の報告書等 から算定	関連事業者へのイン ピューブ	関連事業者へのイン ピューブ
外引率	1ドル = 85.74円(2010年度平均)						
割引率	O、1、3、5%						
設備利用率	O80% O70% O30% <参考情報> * 2004年コスト等検討 小委員会の試算時条 件: 80%、70%、30% * 2009年度実績: 11.4%	O12% <参考情報> * 2004年コスト等検討 小委員会の試算時条 件: 80%、70%、30% * 2009年度実績: 11.4%	O12% <参考情報> * 2004年コスト等検討 小委員会の試算時条 件: 80%、70%、30% * 2009年度実績: 11.4%	O80% O70% O60% <参考情報> * インピューブ事業者 の実績平均: 68.4%	O36% O46% (2008年度大規模実 証平均)		
耐用年数	O40年 O30年 O15年(法定耐用年数) <参考情報> 2004年コスト等検討 小委員会の試算時条 件: 40年、15年	O40年 O30年 O17年(法定耐用年数) <参考情報> 2004年コスト等検討 小委員会の試算時条 件: 40年、15年	O40年 O30年 O30年 <参考情報> 2004年コスト等検討 小委員会の試算時条 件: 40年、15年	O40年 O30年 O15年(法定耐用年数) O15年(法定耐用年数) <参考情報> 2004年コスト等検討 小委員会の試算時条 件: 40年、15年	O40年 O30年 O15年 O10年 O6年(法定耐用年数)	O15年 O10年 O6年(法定耐用年数)	O40年(法 定耐用年 数) O6年(法 定耐用年 数)
燃料価格	初年度価格 84.16 \$/bbbl (2010年度原油日本通 關CIF価格の平均)			584.37 \$/t (2010年度LNG日 本通關CIF価格平 均)	84.16 \$/bbbl (2010年度原油 日本通關CIF価 格の平均)	584.37 \$/t (2010年度 LNG 本通關CIF価格平 均)	
	価格上昇率 2.44%/年 (IEA World Energy Outlook 2010)			1.89%/年 (IEA World Energy Outlook 2010)	2.44%/年 (IEA World Energy Outlook 2010)	1.89%/年 (IEA World Energy Outlook 2010)	
建設単価 (1プランの建設費)	20～30万円/kW ⇒800～1200億円	35～65万円/kW ⇒4.2～8.6億円	48～57万円/kW (2011年度第1四 半期) ⇒192～226万円	12万円/kW ⇒7.8億円	13万円/kW ⇒1.9億円	300万円/kW (補助金の平均) ⇒300万円	20～30万円 /kW ⇒3000～4500 億円 ○NaS電池 4万円/kWh ○家庭用リチウム イオン電池 40～60万円/kWh
【電算】(+)についているものは、需要側に設置するもの。 【外引率】将来にわたって不変と仮定 【引込率】将来の金額の便益を現在の便益に割り引く(換算する)ときの割合を1年あたりの割合で示したもの。 割引率が高い場合、初期費の比率が高い電源(将来発生するコスト)の割合が多い資源。一般的には 火力>原水子>水力など、現在価値としての差異面積は小さくなる。 【建設単価】建設単価については、今後引き続き検査を行って結果、値が変更される可能性もある。また、石炭 これまでの建設基準に取まらないプラントを考慮するが、建設の便宜上、代表的な単価の幅を記載している。 【ガスコージェット】 ○ガスタービン、ガスエンジンの2方式の平均的な数値を採用。 ○外引率として、他の電源と合わせるために、燃料費としては、ガスの販売価格ではなく、CIF価格を採用。	【蓄電池】 ○蓄電池として、他の電源と合わせるために、蓄電池については、CIF価格を採用。 ○外引率がかかるために、外引率との合算で計算する。 【涓水】涓水の部分を勘案し、涓水コストの他の費用と併せて考慮する必要あり。 【揚水蓄電池】揚水蓄電池部分を勘案し、充電コストのほか、熱利用効率を考慮する必要あり。 【海水淡化】 ○業界調査等のため設置されるものであるこれら、他の電源別コストとは性質が異 なる。 ○規模については複数ユニットの合計出力。						

原子力のコスト計算にあたって

立命館大学国際関係学部
大島堅一

原子力のコスト計算の前提

- ・ 原子力のコスト計算を原子力委員会に要請するにあたって、次の点を要望する。
- ・ 計算にあたっては、社会的費用を全て計算する必要がある。
 - 財政コスト
 - 安全コスト
 - 環境コスト
- ・ それは、原子力の場合、社会的費用部分が無視できないからである。
- ・ 福島第一原発事故後のコスト計算であるから、当該事故の教訓を踏まえたものでなければ、新しいエネルギー基本計画の材料となりえない。
- ・ したがって、少なくとも以下に述べる諸点を克服し、原子力の社会的費用を計算すべきである。

従来のコスト計算の問題点

1：理想的条件を前提にした計算

- ・これまでの原子力のコスト試算は、理想的な前提のもとで行われてきた。例えば、次の通り。
 - 例1：実績のない長期運転、高い設備利用率を想定。
 - 例2：重大事故が起きない。(原子力発電、再処理施設、放射性廃棄物処分施設)
 - 例3：再処理施設について、一般の化学プラントと同等のコスト発生率を想定。
 - 例4：再処理施設が長期間無事故で定格運転されると想定。
 - 例5：高レベル放射性廃棄物処分施設において環境中に放射能がないことを想定。
 - 例6：高速増殖炉サイクルを枠外に置いて計算。
- ・以上の理想的な条件のもとでコストを計算しても、それは現段階で考えられる「最低限のコスト」でしかない。
- ・今日要請されているコスト計算に、このような問題点が含まれていてはならない。

計算すべき点

- ・国民負担のもとに原子力政策が実施されていることを鑑み、次のことを要望する。
 1. 既存の原子力政策実現に必要なコスト全てを現実的想定の下に計算すること。(後述するものを含む)
 2. 特に費用がかかる再処理については、次の点を計算する必要がある。
 - ① 再処理施設の稼働状況にみあつた想定を置き、コスト計算を行うこと。
 - ② 再処理施設で重大事故が起こった場合の費用をふくめること。
 - ③ 日本の原子力政策(全量再処理を前提としている)にもとづき、全量再処理した場合のコスト計算を行うこと。
 - ④ いつの時点でどの程度の金額が発生するか、グラフではなく数値をいたした詳細なデータを提示すること。また計算方法、諸元を全て含むこと。
 - 3.これまで、考慮されてこなかった次の費用も含む必要がある。
 - ① MOX燃料使用済燃料の処理・処分費用
 - ② ウラン廃棄物の処理・処分費用
 - ③ 高速増殖炉サイクルの費用

従来のコスト計算の問題点

2: 安全神話前提とした計算

- これまでの原子力のコスト計算においては、重大事故が起こらないことが前提とされてきた。
- これは、コスト計算上、安全神話に依拠したものと言わざるを得ない。
- 福島第一原発事故を踏まえれば、原子力発電の重大事故は現に起こりうることである。

計算すべき点

- 安全神話に依拠しないコスト計算をすべきである。したがって、次の点を要望する。
 - 重大事故が起った場合のコストを総額として算定すること。すなわち次の諸点が最低限含まれる必要がある。
 - 事故収束費用
 - 損害賠償費用(少なくとも中間指針に含まれている全ての項目が計算される必要がある)
 - 除染費用(周辺地域)
 - 廃炉費用、原状回復費用
 - 事故コストを保険市場で評価した場合の保険料率(kWhあたり)を試算する必要がある。
 - Versicherungsforen Leipzig(ドイツ)がすでに試算しているところであり、我が国も算定すべきである。

従来のコスト計算の問題点

3. 安全対策が考慮されていない

- これまでの計算は、原子力発電には安全対策がされていることが前提であった。
- 安全対策の基本は多重防護である。多重防護とは、佐藤一男『原子力安全の論理』日刊工業新聞社によれば、次の諸点で構成される。

- 1) 施設立地にあたっての防護：異常や事故を誘発するような事象が少ない地点に立地すること。（立地上の安全性）
- 2) 設計・建設・運転における防護：設計・建設・運転において、事故原因あるいは異常な事象の発生可能性が極力抑えられていること。
- 3) 顕在化を防止する対策：事故原因となる異常な事象が発生しても、早期に検出して処理することにより、潜在的危険の顕在化を防ぐこと。
- 4) 影響を緩和する対策：異常が波及拡大し、事故に繋がっても、その影響をできるだけ緩和するような設備上の対策を、設計の段階から施しておくこと。
- 5) 設計を超えた場合の対策：設計時に想定されていた以上の事故が起きたとしても要員の知識と能力により臨機柔軟に対応すること。
- 6) 施設と周辺社会との隔離：原発施設と社会との相関を少なくすること。
- 7) 防災対策の整備：施設外の対策として、周辺社会の側で自営の措置として防災対策を整備すること。

※1)は立地上の防護、2)～4)は原子力「施設」の防護、5)はシビアアクシデント対策、6)は周辺施設との隔離、7)は防災対策

計算すべき点

- 福島第一原発事故では、多重防護の殆ど全てに問題があつたことが明らかとなった。
- 原子力「発電」のための多重防護は原子力「施設」の安全性をこえた広い概念である。「施設」の安全性だけでなく、全ての諸点が確保されて初めて多重防護が完成する。
- したがって、多重防護に必要な費用項目をあげ、全ての項目の対策費用を算定する必要がある。少なくとも次の諸点に関する費用が計算されるべきである。
 - ① 立地上の安全性の確保（地震や津波が起きない地点に[新規]立地、ないしは建て替え。）
 - ② 原子力施設の安全性確保
 - ③ シビアアクシデント対策
 - ④ 防災対策（大規模防災訓練を含む）

まとめ

- ・ 福島第一事故を受けた原子力のコストの再検討が求められている。
- ・ 原子力発電にかかる全ての社会的費用を、現実的想定の下で計算すべきである。
- ・ 具体的に計算ができない項目については、その点を明記する必要がある。