

減原子力シナリオにおいて考慮すべき事項（課題・問題点）

[原子力発電設備容量にかかる想定ケース]

- ① 運転期間50年。2030年以降維持（約35GWで維持）。
- ② 運転期間40年。2030年以降維持（約19GWで維持）。
- ②' 運転期間40年。新增設・リプレースなし

[考慮すべき事項]

- (1) 電源設備容量の扱い
- (2) 六ヶ所再処理工場の扱いおよび関連影響（使用済燃料貯蔵等）
- (3) 第二再処理工場、FBRの扱い

[課題・問題点等]

(1) 電源設備容量の扱い

[供給力確保にかかる課題]

- 運転期間40年の場合、一部の電力においては、早期に原子力設備容量の減少が始まる。本対応のためには、当面、老朽火力の再稼働・火力電源の新設等により安定供給を確保する必要あり。しかしながら、火力電源の新設には、10年程度のリードタイムが必要であり、供給力に支障がでる可能性あり。（ケース②、②'）
（短期的課題）
- 再生可能エネルギーによる供給力確保の可否（供給信頼性の確保の可否）。
（定量的評価の可能性については検討中。場合によっては定性的に提示）

[経済性にかかる課題]

- 運転期間40年運転に伴う新規火力電源建設による設備投資額の増加、および、新規投資にかかる資本費の回収に伴う費用の増加。（短期的課題）
（例）償却の進んだ既設原子力発電所を継続利用する場合と火力電源を建設した場合の差分を50年運転（ケース①）と40年運転（ケース②）で比較。
- 化石燃料の代替に伴うコスト影響（燃料価格上昇リスクを含む）。
- 化石燃料利用増加に伴うCO2排出量の増加（コスト影響含む）。

[原子力技術維持にかかる課題]

- 新規原子力発電所がなくなる（ケース②'）場合の原子力技術の維持（メーカー技術力の維持、および、原子力技術者および原子力関連工場の維持の可否）。

[地元経済への影響]

- 原子力発電所停止に伴う地元雇用・地元経済への影響
（例）原子力立地地点毎の過去の雇用実績等を提示。

添付1

添付2

添付2

添付2

(2) 六ヶ所再処理工場の扱いおよび関連影響

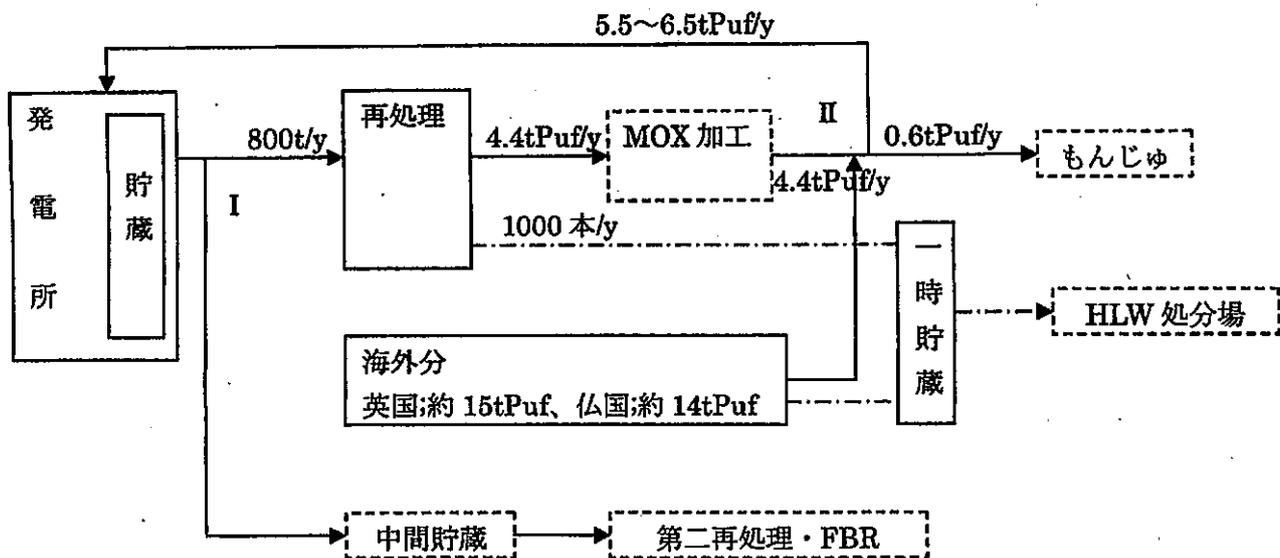


図1. 主なフロー (年間の数値は、定格処理量を示す)

(A) 2030年で一定比率維持 (ケース①、②) & リサイクル路線維持 (第二再処理工場あり)

[リサイクル路線の維持]

- 再処理路線が直接処分路線より高いなかでの継続の意義の説明が必要

[使用済燃料貯蔵の必要性]

- 短期的には、六ヶ所再処理工場竣工遅れにより早期使用済燃料貯蔵対策の必要性は向上。
- リサイクル路線継続が前提となることから、「むつ」への影響は回避可能。(短期的課題)

[Pu利用]

- 海外Puの早期利用、および、六ヶ所再処理工場の本格運転開始に伴い、Puサーマルの早期再開に向けた対応が必要。(短期的課題)

(B) 2030年で一定比率維持 (ケース①、②) & 六ヶ所再処理以降は将来選択

[リサイクル路線の維持]

- 六ヶ所再処理以降の選択に対する検討継続が必要。(再処理技術維持&直接処分にかかる技術開発)

[使用済燃料貯蔵の必要性]

- 早期使用済燃料貯蔵対策の必要性は向上。((A)と同様)
- 使用済燃料は資源ではなく廃棄物となる可能性があることから使用済燃料貯蔵対策にかかる立地地点の理解は現状以上に困難となる可能性あり。('むつ'建設中止リスクは高まる。)(短期的課題)

[Pu利用]

- Puサーマルの早期再開に向けた対応が必要。((A)と同様)(短期的課題)

(C) 原子力発電所新增設・リプレースなし（ケース②） & 六ヶ所再処理工場停止

[六ヶ所事業全体への影響]（短期的課題）

- 使用済燃料の発電所への返送要求（返送要求がなくても、2017年頃に貯蔵逼迫により、運転停止の可能性大）（I）
- 海外からの返還廃棄物貯蔵拒否
- 発電所廃棄物埋設拒否
- 六ヶ所再処理工場等既投資額の回収策の検討が必要
- 既に発生している再処理工場からの廃棄物（低レベル廃棄物）の処理施設新設は必須。
- 既に発生しているPu・回収Uの処分方策の検討要（技術開発含む）。

（参考1）＜青森県と日本原燃の覚書＞

「再処理事業が実施困難になった場合には、日本原燃は、使用済燃料の施設外への搬出を含め、速やかに必要かつ適切な措置を講ずる」

（参考2）＜返還廃棄物関連＞

- ・ 日仏・日英間で廃棄物は日本に返還する旨の口上書を交換
- ・ 仏英事業者の返還について日本政府は「返還を容易にする全ての必要な行政上あるいはその他の措置を講ずること」を保証

[使用済燃料貯蔵の必要性]（短期的課題）

- 使用済燃料は「廃棄物」となることから、原子力発電所立地自治体によっては、早期の搬出を求められる可能性大。
- 同様の理由により、中間貯蔵施設の立地もより困難になる可能性大（HLWと同様、搬出の確約を文書で求められる可能性あり）

(d) 原子力発電所新增設・リプレースなし（ケース②） & 六ヶ所再処理工場運転継続

[六ヶ所事業全体への影響]

- 六ヶ所事業への影響は不透明。「むつ」の建設中止の可能性は大（短期的課題）
- 六ヶ所再処理工場で再処理数量（3.2万tU）は確保可能。
（六ヶ所再処理対象使用済燃料発生完了時期：2030年頃）

[使用済燃料貯蔵の必要性]

- 中間貯蔵対象使用済燃料発生時期遅れにより、至近の使用済燃料貯蔵の必要性は一見低下（I）。しかしながら、個別プラントによっては、早期の貯蔵対策が必要となる可能性あり（短期的課題）

添付3

〔停止プラントの使用済燃料を優先的に六ヶ所再処理工場に搬送することを前提とした場合〕

- 六ヶ所再処理対象外の使用済燃料は、(C)と同様の理由により貯蔵（サイト内貯蔵・中間貯蔵）の立地が困難となる可能性あり。

[Pu利用]

添付4

- 再処理工場操業に伴い発生するPu（年間発生量：約4.4tPu f）は再処理工場操業完了（2054年末）まで発生するが、MOX燃料として利用可能な原子炉は2050年頃になくなる。

(3) 第二再処理・FBRにかかる課題（長期的課題）

（ケース①、②）

- 必要性は現状と変わらないと考えられるが、原子力が増加しないシナリオにおける必要時期の説明要（JAEAの試算によると、世界的原子力需要の伸びを考慮すると必要時期に変わりはないとの説明）

（ケース②'）

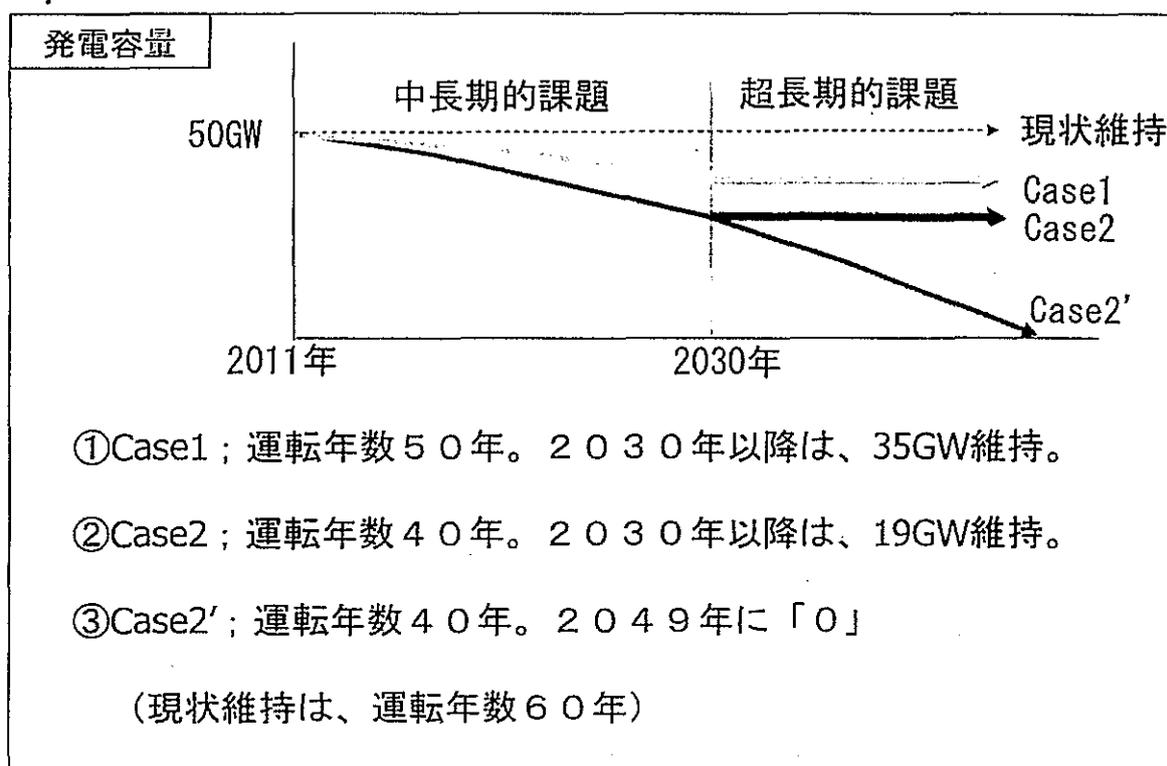
- 再処理技術・FBR技術の放棄による影響。
 - ◇ 再処理技術、FBR技術の維持は不可能
 - ◇ 日米原子力協定（実施取極）で保証されている、再処理やPu利用への米国による包括同意を将来的に再度得ることは、極めて困難

以上

原子力発電設備に係るシナリオ間の経済性評価

- 減原子力に伴う供給力確保は、建設のリードタイムが確保できない可能性もあるが、火力発電所（LNG）新設により試算。
- 考慮する費用項目は、①資本費（減価償却費等）※A、②運転維持費（修繕費等）※A、③燃料費※B、④外部コスト（事故コスト※C、政策経費※C、CO₂対策経費※C）、⑤緊急安全対策※D。2012～2051年の40年間で評価。
 - 新設電源に係る費用(①、②)は、コスト等検証委員会のモデルプラントの緒元（建設単価、経费率等）を使用。既設原子力発電所に係る費用(①、②)は、償却が進んだ実勢をベースとするため、有価証券報告書を用いて積み上げ。一般管理費は、各電源毎の損益計算書上の発電費用（直接費）のウェイト、財務費用については各電源毎の貸借対照表上の資産簿価のウェイトにより配賦：H16コスト小委と同じ考え方）を考慮。
 - 原子燃料費は、技術検討等小委(10/25)で示された値を使用
 - 第6回コスト等検証委員会(12/6)で示された値を使用
 - 2030年以降に建設する原子力プラントは、単価低減が見込まれること、安全対策をビルトインすることを勘案し、第4回コスト等検証委員会(11/14)のモデルプラント建設単価を使用(緊急安全対策費を上乗せしない)
- 割引率（0、1、3、5%）、利用率（10、50、60、70、80%）は、コスト等検証委員会の緒元で試算。但し、利用率は、ベース電源であることから、10、50%の試算は対象外とした。

サイクルオプションシナリオ案



試算結果(ドラフト)

試算結果は、データチェック中のため、ドラフト。

(設備利用率80%、割引率:3%)

内部コスト(資本費、運転維持費、燃料費、緊急安全対策を考慮)

| | 費用(兆円) (H24換算) | | | | 発電電力量(兆kWh) (H24換算) | | | | 均等発電原価 (円/kWh) |
|--------|----------------|--------|-------|------|---------------------|--------|-------|-----|-------------------|
| | 既設原子力分 | 新設原子力分 | 新設火力分 | 合計 | 既設原子力分 | 新設原子力分 | 新設火力分 | 合計 | |
| 現状維持 | 39.2 | 6.0 | 0.0 | 45.2 | 6.8 | 0.7 | 0.0 | 7.5 | 6.0 |
| Case1 | 32.9 | 7.9 | 9.0 | 49.8 | 5.6 | 1.0 | 0.9 | 7.5 | 6.7 |
| Case2 | 23.7 | 5.9 | 27.1 | 56.7 | 3.9 | 0.8 | 2.8 | 7.4 | 7.6 |
| Case2' | 23.7 | 0.0 | 35.2 | 58.9 | 3.9 | 0.0 | 3.5 | 7.4 | 7.9 |

外部コスト(事故コスト、政策経費、CO2対策経費を考慮)

| | 費用(兆円) (H24換算) | | | | 発電電力量(兆kWh) (H24換算) | | | | 均等発電原価 (円/kWh) |
|--------|----------------|--------|-------|------|---------------------|--------|-------|-----|-------------------|
| | 既設原子力分 | 新設原子力分 | 新設火力分 | 合計 | 既設原子力分 | 新設原子力分 | 新設火力分 | 合計 | |
| 現状維持 | 10.9 | 1.1 | 0.0 | 12.1 | 6.8 | 0.7 | 0.0 | 7.5 | 1.6 |
| Case1 | 9.0 | 1.6 | 1.7 | 12.3 | 5.6 | 1.0 | 0.9 | 7.5 | 1.7 |
| Case2 | 6.3 | 1.2 | 4.8 | 12.4 | 3.9 | 0.8 | 2.8 | 7.4 | 1.7 |
| Case2' | 6.3 | 0.0 | 6.4 | 12.7 | 3.9 | 0.0 | 3.5 | 7.4 | 1.7 |

➤現状維持では、既設原子力発電の減価償却が進んでいることがコストに反映され、外部コストを含め、7.6円/kWh

➤減原子力(Case1、Case2、Case2')で、現状維持との差分を新設LNGで補うとした場合、それぞれ0.7円/kWh、1.7円/kWh、2.1円/kWh上昇。

発電原価のまとめ

| | (円/kWh) | | | | | | | | |
|--------|---------|------|-----|------|------|------|------|------|-----|
| | 原子力 | | | 火力 | | | 合計 | | |
| | 2030 | 2051 | 小計 | 2030 | 2051 | 小計 | 2030 | 2051 | 合計 |
| 現状維持 | 7.1 | 8.1 | 7.6 | - | - | - | 7.1 | 8.1 | 7.6 |
| Case1 | 7.0 | 7.4 | 7.8 | 12.4 | 11.8 | 12.1 | 8.3 | 8.4 | 8.3 |
| Case2 | 7.0 | 6.8 | 7.9 | 11.7 | 11.8 | 11.6 | 9.7 | 9.7 | 9.3 |
| Case2' | 7.0 | - | 7.7 | 11.7 | 11.9 | 11.8 | 9.7 | 11.9 | 9.7 |

>電源の更新により、費用が増加するが、LNGの発電原価が原子力より高いため、LNGを多く入れるケースがより増加傾向

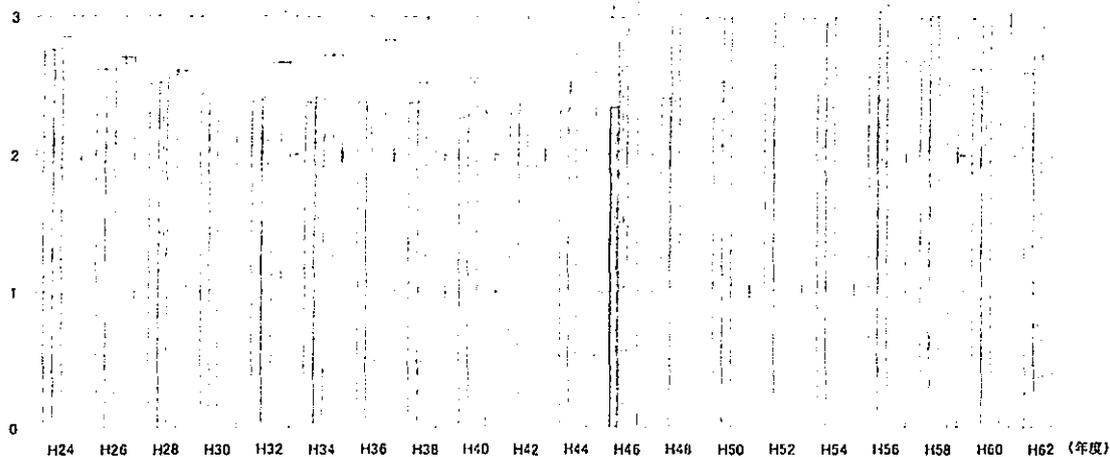
ケース2' > ケース2 > ケース1 > 現状維持

各ケースの経費推移【現在価値換算前】
 (政策経費、事故コスト、CO2対策経費 含む)

■ ベースケース(60年運転、現状維持)
 □ ケース1(50年運転、2030年度以降維持)
 ○ ケース2(40年運転、2030年度以降維持)
 ● ケース2'(40年運転)

(兆円)

4



石炭火力、LNG火力、石油火力、一般水力及び コージェネレーションシステムの全諸元について

資料1-1

| | 石炭火力 | LNG火力 | 石油火力 | 一般水力 | |
|----------------|--|--|---|--|-----------------------------------|
| 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) | 75万kW | 135万kW | 40万kW | 1.2万kW | |
| 諸元のベース | 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タビュー | 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タビュー | 1987年以降に運転開始した発電所のデータ(1989年試算時と同一)、関連事業者へのインタビュー | 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タビュー | |
| 設備利用率 | ○80% ○70% ○60% ○50% ○10% <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:72.3% | ○80% ○70% ○60% ○50% ○10% <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:52.8% | ○80% ○70% ○60% ○50% ○10% <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% | ○45% <参考情報> *2004年コスト等検討小委員会の試算:45% | |
| 稼働年数 | ○40年 ○30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 | ○40年 ○30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 | ○40年 ○30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 | ○60年 ○40年 <参考情報> 2004年コスト等検討小委員会試算時条件:40年 | |
| 資本費 | 建設費 | 23万円/kW | 12万円/kW | 19万円/kW | 85万円/kW |
| | 固定資産税率 | 1.4% | 1.4% | 1.4% | 1.4% |
| | 水利利用料 | - | - | - | 9,974,400円/年 (河川法施行令第18条に定める額) |
| 運転維持費 | 人件費 | 4.1億円/年 | 7.3億円/年 | 2.1億円/年 | 0.2億円/年 |
| | 修繕費 | 1.5%/年(建設費における比率) | 2%/年(同左) | 1.7%/年(同左) | 0.5%/年(同左) |
| | 諸費 | 1.5%/年(建設費における比率) | 0.9%/年(同左) | 1.2%/年(同左) | 0.2%/年(同左) |
| | 業務分担費(一般管理費) | 14.0%/年(直接費における比率) | 14.6%/年(同左) | 10.7%/年(同左) | 14.3%/年(同左) |
| 燃料費 | 初年度価格 (2010年度平均価格) | 113.91 \$/t (0.004 \$/MJ) (一般炭日本通関CIF価格) | 584.37 \$/t (0.011 \$/MJ) (LNG日本通関CIF価格) | 84.16 \$/bbl (0.013 \$/MJ) (原油日本通関CIF価格) | - |
| | 燃料費上昇率 | -IEA 現行政策シナリオ -IEA 新政策シナリオ | -IEA 現行政策シナリオ -IEA 新政策シナリオ | -IEA 現行政策シナリオ -IEA 新政策シナリオ | - |
| | 燃料発熱量(HHV) | 25.70MJ/kg | 54.60MJ/kg | 41.2MJ/l | - |
| | 熱効率(HHV) | 42% | 51% | 39% | - |
| | 所内率 | 6.2% | 2.0% | 4.5% | 0.4% |
| 燃料諸経費 | 1700円/t (0.066 円/MJ) | 2200円/t (0.040 円/MJ) | 8300円/kl (0.201 円/MJ) | - | |
| 20年、30年の価格変動要因 | 技術革新・資産効果 | ○発電効率の上昇 ・2010年 42% ・2020年 42% ・2030年 48% | ○発電効率の上昇 ・2010年 51% ・2020年 57% ・2030年 57% | - | - |
| | 燃料費上昇率 | -IEA 現行政策シナリオ -IEA 新政策シナリオ | -IEA 現行政策シナリオ -IEA 新政策シナリオ | -IEA 現行政策シナリオ -IEA 新政策シナリオ | - |
| | CO2対策費上昇率 | -IEA EU現行政策シナリオ -IEA EU新政策シナリオ | -IEA EU現行政策シナリオ -IEA EU新政策シナリオ | -IEA EU現行政策シナリオ -IEA EU新政策シナリオ | - |

備考

【為替レート】将来にわたって不変と仮定。燃料費とCO2対策費用の試算時に使用。

【割引率】将来の金銭的価値を現在の価値に割引く(換算する)時の割合を1年あたりの割合で示したものを、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の割合が多い電源、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。

【石炭火力、LNG火力、石油火力】

○モデルプラントについては、1サイトに複数機が建設されている場合を考慮し、共通設備を平均化する等の補正を実施(リプレイスの場合も含まれる)。

【人件費】人件費には、給料手当や厚生費、退職給与金などが含まれる

【直接費】人件費、修繕費、諸費の合計。

| | ガスコージェネレーション(%) | 石油コージェネレーション(%) | 燃料電池(%) | |
|------------------|--|---|--|---|
| 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 | 1kW | |
| 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% ○50% <参考情報> *インタビュー事業者の実績平均:68.4% | ○80% ○70% ○60% ○50% <参考情報> *インタビュー事業者の実績平均:38% | ○48% | |
| 稼働年数 | ○30年 ○15年(法定耐用年数) | ○30年 ○15年(法定耐用年数) | ○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 | 277.6万円/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)から従来型ガス給湯機の販売価格を削除) |
| | 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) | (修繕費に含む) |
| | 修繕費 | 0.96万円/kW・年(8%/年(建設費における比率)) | 0.79万円/kW・年(6.1%/年(建設費における比率)) | 7.45万円/kW・年(3.5%/年(建設費における比率)) |
| | 諸費 | (修繕費に含む) | (修繕費に含む) | (修繕費に含む) |
| | 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 (0011\$/MJ) (LNG日本通関CIF価格) | 84.16 \$/bbl(0013\$/MJ) (原油日本通関CIF価格) | 584.37 \$/t(0011\$/MJ) (LNG日本通関CIF価格) |
| | 燃料費上昇率 | ・IEA 現行政策シナリオ ・IEA新政策シナリオ | ・IEA 現行政策シナリオ ・IEA新政策シナリオ | ・IEA 現行政策シナリオ ・IEA新政策シナリオ |
| | 燃料発熱量(HHV) | 54.6MJ/kg | 45.5MJ/kg | 54.6MJ/kg |
| | 熱効率(HHV) | 発電効率:27.2%、熱回収効率:42.7% | 発電効率:32.8%、熱回収効率:22.7% | 発電効率:33%、熱回収効率:47% |
| | 所内率 | 3.2% | 3% | (計上せず) |
| | 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:45%(2020年~) *ガスタービン:33%(2020年)・34%(2030年) | - | ○価格低下(工事費を含まないメーカー出荷価格) 現状(2010年時点):226万円/kW →2020年頃:70万円/kW →2030年頃:40万円/kW ○稼働年数の増加 現状(2010年時点):10年 →2020年頃:15年 →2030年頃:15年 ○修繕費の低下 現状(2010年時点):7.45万円/kW →2020年頃:0.40万円/kW →2030年頃:0.23万円/kW ○発電効率向上 現状(2010年時点):約33% →2020年頃:37% →2030年頃:43% |
| | 燃料費上昇率 | ・IEA 現行政策シナリオ ・IEA 新政策シナリオ | ・IEA 現行政策シナリオ ・IEA 新政策シナリオ | ・IEA 現行政策シナリオ ・IEA 新政策シナリオ |
| | CO2対策費上昇率 | ・IEA EU現行政策シナリオ ・IEA EU新政策シナリオ | ・IEA EU現行政策シナリオ ・IEA EU新政策シナリオ | ・IEA EU現行政策シナリオ ・IEA EU新政策シナリオ |
| | 備考 | <p>○(※)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。燃料費とCO2対策費用の試算時に使用。 【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(発電効率27%程度)、ガスエンジン(発電効率40%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あり。 【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あり。 【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あり。 ○今後の技術革新や量産効果により、建設費、修繕費等の価格低下や発電効率向上が急速に進む可能性があり、将来見通しが重要。</p> | | |

原子力発電の全諸元及び諸元データの参考情報

資料2

| 原子力 | |
|------------------|--|
| 為替レート | 1ドル=85.74円(2010年度平均) |
| 割引率 | 0、1、3、5% |
| 諸元のベース | 直近7年間に稼働した発電所(サンプルプラント、4基)のデータ、関連事業者へのインタビュー |
| モデルプラント規模(出力) | 120万kW サンプルプラントの出力の平均値 |
| 設備利用率 | ○80% ○70% ○60% ○50% ○10% <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% 比較のために複数条件を設定 |
| 稼働年数 | ○40年 ○30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、16年 国内で最初に運転を開始した軽水炉である敦賀1号機は1970年に運転開始、これまでに41年が経過。現時点でこれより長い国内実績は無いため、ここでは他の電源との比較の観点も踏まえつつ、年数を設定。 |
| 資本費 | 建設費 35万円/kW 発電所の建設費用。モデルプラントについては、1サイトに複数機が建設されている場合を考慮し、共通設備を平均化する等の補正を実施(リプレースの場合も含まれる)。東日本大震災を踏まえた追加的安全対策費用は含まれていない。 |
| | 固定資産税率 1.4% |
| | 廃炉処理費用 680億円 サンプルプラントにおける原子力発電施設解体引当金総見積額の1kW当たりの平均値にモデルプラント出力を乗じたもの。 |
| 運転維持費 | 人件費 23.7億円/年 発電プラントの運転に要する人件費。給料手当や厚生費、退職給与金などが含まれる。サンプルプラントの平均値。 |
| | 修繕費 2.2%/年(建設費における比率) 発電に要する設備を通常の利用条件を維持するための点検、修理費用を一定の稼働年数を通じた平均値として計上。サンプルプラントの平均値。 |
| | 諸費 1.8%/年(建設費における比率) 廃棄物処理費、消耗品費、賃借料、委託費、損害保険料、雑給、雑税など。サンプルプラントの平均値。 |
| | 業務分担費(一般管理費) 13.4%/年(直接費における比率) 電気事業全般に関連する費用(本社などの人件費、修繕費、諸費のうち)を当該発電事業に係る費用として分配したもの。サンプルプラントの平均値。 |
| 燃料費 | 核燃料サイクルコスト(フロントエンド+バックエンド) 議題3で議論 |
| | 所内率 4.0% |
| 2020年、30年の価格変動要因 | 技術革新・置産効果 (参考)官民共同で2030年を目標に開発を進めている次世代軽水炉では、免震技術等による安全性の向上をはかりつつ、モジュール化等による建設工期の短縮等の合理化が見込まれる。 |
| 事故リスクへの対応コスト | 議題4で議論 |
| 追加的安全対策費用 | 議題5で議論 |
| 原子力防災 | 議題5で議論 |
| 備考 | [為替レート]将来にわたって不変と仮定。燃料費の試算時に使用。 [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。 [直接費]人件費、修繕費、諸費の合計 |

地球環境産業技術研究機構(RITE)が実施した、中長期の電源構成、発電電力量比率の予想と、その経済評価を参考とした。

○評価方法

原子力発電の見通しの違いによって、中長期におけるエネルギー・電源のポートフォリオにどのような違いが生じるのかを、以下の観点で、定量的かつ総合的な分析を実施。

- ・エネルギーシステム総合コスト、電力価格、発電用化石燃料輸入額、エネルギーセキュリティ
- ・二酸化炭素削減限界費用、GDP、エネルギー多消費産業付加価値額、可処分所得
- ・失業率エネルギーセキュリティ、CO2排出量

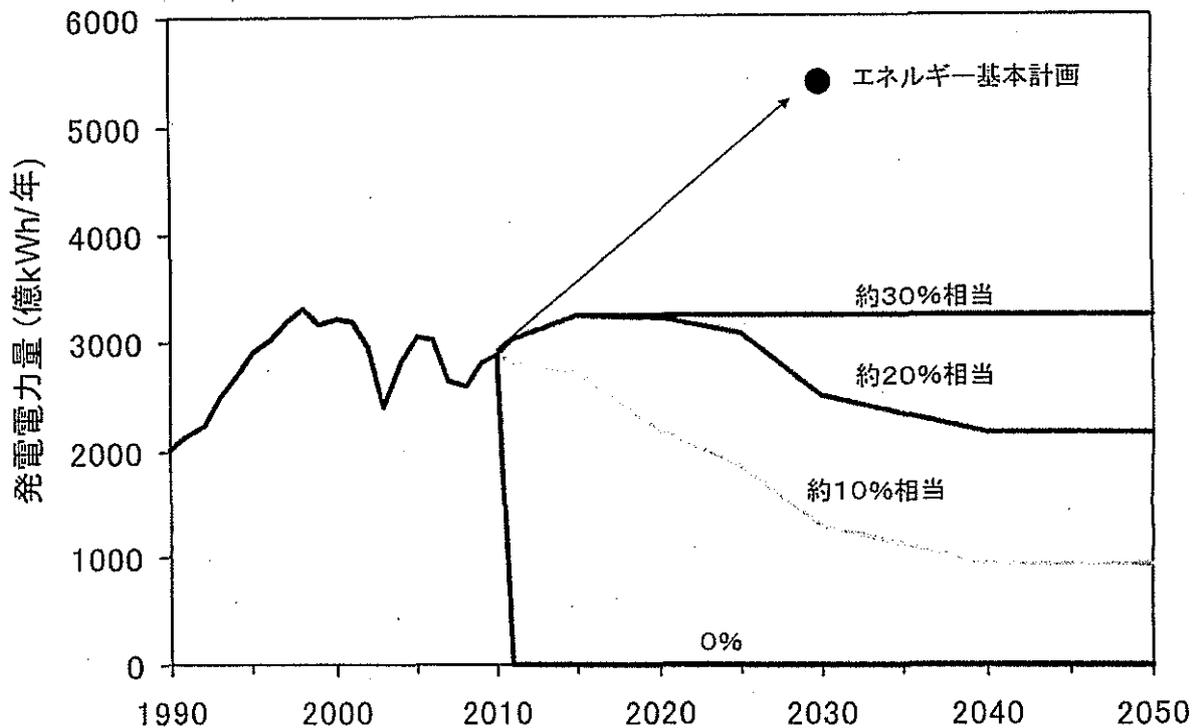
○評価モデル

- ✓DNE21+： 詳細なエネルギー供給・利用技術の評価が可能な世界エネルギーモデル
- ✓DEARS： 産業・経済とエネルギーとの総合的な評価が可能な世界エネルギー経済モデル

①-2 シナリオの設定条件

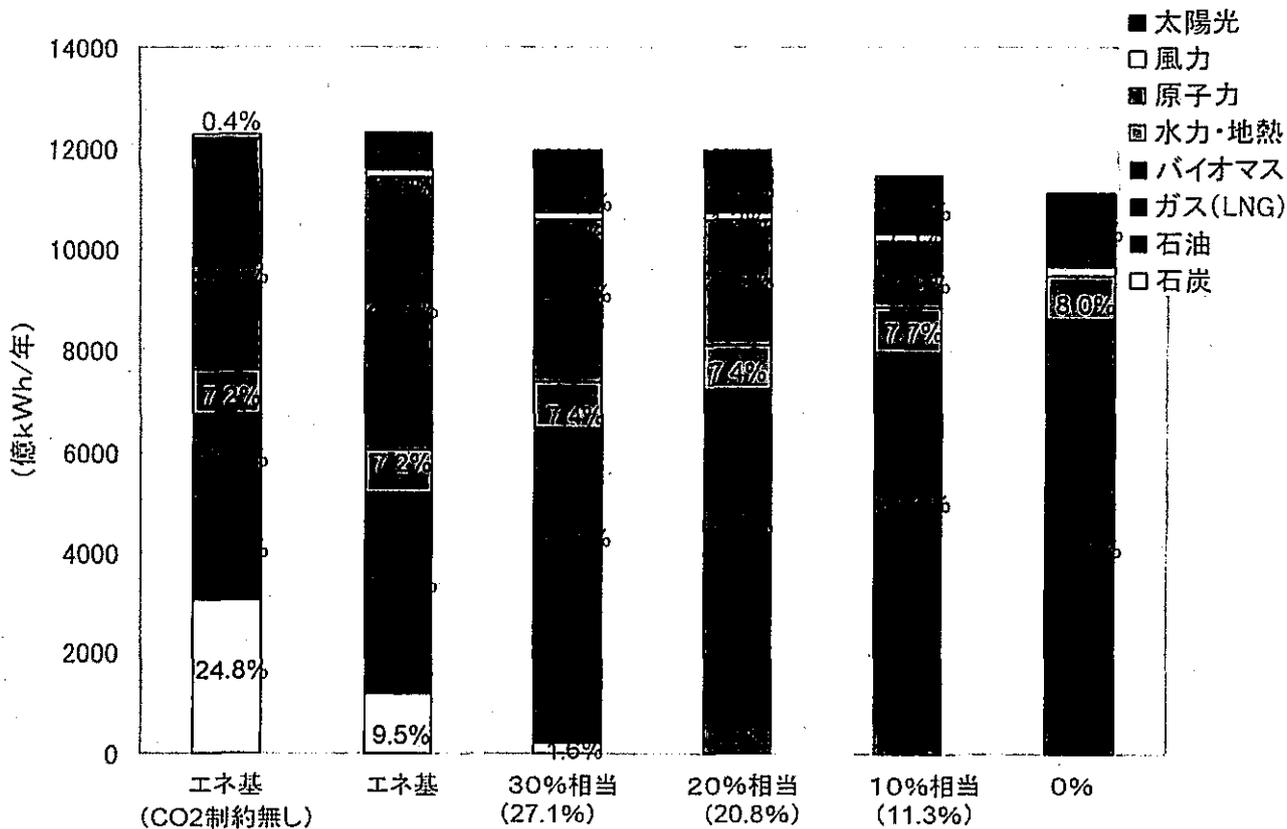
| 原子力の発電電力量比率 | 想定するシナリオ |
|-------------------------|--|
| 50%相当 (エネルギー基本計画どおり) | 原子力：エネルギー基本計画どおり |
| 30%相当 (現状規模) | <ul style="list-style-type: none"> ・原子力の設備容量は現状規模(4615万kW)を維持 ・稼働年数50年、稼働率80% |
| 20%相当 | <ul style="list-style-type: none"> ・原子力の設備容量は現状の20%相当(3077万kW) ・稼働年数50年、稼働率80% |
| 10%相当 | <ul style="list-style-type: none"> ・原子力の設備容量は現状の10%相当(1538万kW) ・稼働年数40年、稼働率70% |
| 0% | <ul style="list-style-type: none"> ・再稼働なし |

①-3 原子力発電電力量の想定



①-4 発電電力量の構成

○ 2030年に、二酸化炭素20%減を想定した場合の各電源別の発電電力量



✓CO₂排出量を、2030年に20%に削減する場合、原子力発電の動向によって、各種指標がかなり大きく異なる傾向にある。

✓原子力発電が、現行エネルギー基本計画通りのケースでは、比較的小さな範囲で収まっている指標もあるが、例えば、2030年に原子力発電比率が総発電電力量の20%未満となる場合は、現行エネルギー基本計画通りのケースに比べて、年間のエネルギーシステム総コストの増分は3兆円を超えることとなる。

✓その高いコストによって消費効用が低下することになり、GDPロスは9%程度、そして産業の縮小により、失業率も、3%程度増大する。

✓また、CO₂の限界削減費用も\$200/CO₂程度と推計される

✓少なくとも、原子力発電比率が20%未満となる場合は、この排出削減目標の実現も事実上不可能と見られる。

✓また、原子力発電比率が10%程度下がる毎に、失業率はおおよそ1%程度ずつ上昇すると推計される。

①(参考) 運転期間の違いによる影響(燃料単価差の評価)

7

| 運転期間 | | 40年 | 50年 |
|------------------------------------|-----------------------|------------------------|-------------------------|
| 2012年～2071年の発電電力量 (2012年～2029年) | | 約81千億kWh (約35千億kWh) | 約130千億kWh (約46千億kWh) |
| 原子力維持※ との差 | 発電電力量 | 約78千億kWh (約13千億kWh) | 約29千億kWh (約2千億kWh) |
| | 代替コスト | 約120兆円 (約18兆円) | 約45兆円 (約3兆円) |
| ※2011年度設 備容量を維持 | CO ₂ 発生量 | 約39億t (約6億t) | 約14億t (約1億t) |
| | CO ₂ 対策コスト | 約11.6兆円 (約1.2兆円) | 約4.5兆円 (約0.3兆円) |

【試算条件】

- ・稼働率: 65.7%
- ・代替コスト=発電電力量の差×(火力燃料費(A円/kWh)-原子力変動費(1円/kWh))
- ・火力燃料費(A円/kWh): 12.5円/kWh (2012年～)エネ・環会議
15.5円/kWh (2020年～)2012年単価にWEO2011の2020年との上昇率を加味
16.7円/kWh (2030年～)2012年単価にWEO2011の2030年との上昇率を加味
: LNG: 石油=0.7:0.3 で按分
- ・平均火力CO₂排出原単位: 0.4955kg-CO₂/kWh (石油: 0.709kg-CO₂/kWh, LNG: 0.404kg-CO₂/kWh)
- ・想定排出権取引価格: 1000円/t-CO (2012年)、2400円/t-CO (2020年)、3200円/t-CO (2030年)、1\$=80円

【参考】

- ・わが国の年間CO₂排出量は約12億t