

③将来、海外(途上国)が石炭火力発電設備の重要なマーケットになると考えられるが、輸出を見据えた計画になっているのか説明していただきたい。

(答)

以下に示すとおり、本事業で実証するIGCC/IGFCは、海外(途上国)の最近のニーズに合致しており、輸出を見据えた計画であるといえる。

- a. 海外(途上国)において、一つの発電サイトに複数の燃料供給手段が備わっているケースは多くはない。従って、石炭専焼で実証を進めているIGCC/IGFCは、海外(途上国)も潜在的市場である。
- b. 海外(途上国)において、環境意識はシームレスに高まってきている。従って、要求水準に応じて最適な排水処理システムを構築できるIGCC/IGFCは、海外(途上国)も潜在的市場である。
- c. 競合技術に対する本技術の高効率と適合炭種における優位性から、世界の石炭火力のリプレイス及び新設に際し、広く活用されることが期待される。
- d. 途上国というマーケットからの最近のニーズには、高効率ニーズのみならず、長期間にわたる運転・補修ノウハウも含まれる。
- e. 本事業で実証する酸素吹IGCCは、電源開発(株)がメーカーと共に平成8年から研究開発を行ってきたものであり、設備面のみならず、運転・メンテナンスを含む広範なノウハウを蓄積している。さらに今後の大型実証では、中国電力(株)も加わり大崎クールジェン(株)に集約されるノウハウは一層充実することが期待される。

## 2. 追加の提出を求める資料

①資料 7-1 の p.30 の社会、経済への貢献について、第 1 段階、第 2 段階、3 段階に分けた資料を提出していただきたい。併せてその根拠についても説明していただきたい。

これは、第 1 段階終了後の効果ではなく、第 3 段階まで終了した後の効果を算出していると考えられるが、この理解でよいか。経済効果として、老朽化した石炭火力発電所をリプレースすることによる建設コストや建設のための雇用創出を想定しているようであるが、これは本当の意味での経済効果なのか。つまり、当該技術が確立されなかったとしても、遅かれ早かれ老朽化した設備は何らかの新設備に置き換えられるはずであり、当該技術による経済効果とは意味合いが違うのではないか。また、石炭火力にリプレースすると想定されている火力発電所と、高効率ガスタービンにリプレースすると想定される火力発電所とは、重複していないのか。特に国内では自然エネルギーなどへの代替が徐々に進むと想定すれば、現在の石炭火力発電所がすべて引き続き石炭火力にリプレースされるという前提は甘くないのか。

(答)

第 1 回評価検討会資料 7-1 の p.30 に記載したパラグラフ「経済効果」及び「雇用創出効果」は、第 1 段階の成果が普及する状況を念頭に置いて算出したものである。

ご指摘のとおり、前記の二つのパラグラフは、技術の代替効果を考慮したものではなく、謂わばグロスを算出したもの。東日本大震災以来のエネルギー政策に関する諸々の議論は現時点で総括することはできないことから、化石燃料電源の占める割合は一定と仮定している。そこで、化石燃料電源のうち、燃料種別による競合関係は、次のように考えた。

- a. 既設の老朽火力発電所をリプレースする場合、経済性の観点から既に存在する燃料供給インフラ(石炭火力の場合は揚炭設備を含む港湾機能)を有効利用する(※)。
- b. リプレースに際して適用される技術は、設備の経済性のみならず CO2 価値や環境規制により選択される。
- c. 新しい技術であっても学習効果により在来技術並みのコスト水準に収斂すると仮定し、潮流としてはより先端技術(例えば微粉炭火力技術のうち亜臨界圧・臨界圧から USC へ、いずれ USC から IGCC へ)の導入選好が強まる。実際のリプレースにおいては、計画時点でブルーブンの技術の中でも、より高効率なものを選択するよう、地元からあるいは政策として求められる、という実情とも整合的。

※燃料種別ごとの経済性比較は、もっか国家戦略室コスト等検証委員会で議論されているところ。石炭火力とガス火力の比較は、設備費と燃料費の大小関係であり、そこにCO2対策経費を加味する。なお、無資源国の我が国にとって、輸入に頼らざるを得ない燃料に投じる費用に注意を払う必要がある。

また、石炭火力のうち、USCを選択するかIGCC/IGFCを選択するかは、想定が困難である。CO2削減などの世界的な課題解決を進めるのであれば、リプレイスに際しての石炭火力の技術選択としては、資料7-1 p.10～11で2020年から2050年にかけての趨勢を提示したように、現時点で最先端とされるUSCを凌ぐ高効率技術(IGCC/IGFCを含む)が、商用普及に向けて似たスピードで実証されるとの見方ができる。このように、石炭火力技術として複数の選択肢が相互に切磋琢磨することでより一層の技術水準高度化が促進され、それがひいては地球温暖化対策に有効かつ経済合理性のある石炭火力技術の発展に繋がる。

②IGCC の国際的な実用化一覧(福島県いわき市における空気吹 IGCC や海外における酸素吹 IGCC 等)について、「効率」、「装置規模」、「設置コスト」、「稼働時間」等を記載項目とした比較表を提出していただきたい。

(答)

IGCC プラント比較表を別紙に示す。

IGCC プラント比較表

プロジェクト名称		Buggenum	Wabash River	Tampa	Puertollano	国産酸素吹IGCC 商用機※	大崎クールジェン	クリーンコールパワー
プロジェクト地点		オランダ	アメリカ	アメリカ	スペイン		日本	日本
実証試験期間		1994年1月～ 1998年1月	1995年1月～ 1999年12月	1996年9月～ 2001年9月	1998年3月～		2016年9月～	2007年9月～ 2010年6月
ガス化炉		Shell炉	Dow(E-Gas)炉	GE(Texaco)炉	PRENFLO炉	EAGLE炉	EAGLE炉	電中研/三菱炉
石炭供給方式		ドライフィード	スラリーフィード	スラリーフィード	ドライフィード	ドライフィード	ドライフィード	ドライフィード
ガス化炉炉壁		水冷耐火壁	耐火材	耐火材	水冷耐火壁	水冷耐火壁	水冷耐火壁	水冷耐火壁
ガス化剤		酸素	酸素	酸素	酸素	酸素	酸素	空気
冷ガス効率		77～76%	81～72%	75～73%	76～74%	83%	82%	77～75%
使用炭種		海外炭 14炭種 (炭種制約有り)	地元(インディアナ)炭 現在はヘトロクス専焼	地元炭 (Pittsburgh#8他) 現在はヘトロクス混焼	地元高灰分炭と ヘトロクス混焼	海外炭 (インドネシア炭)	インドネシア炭他 (第1段階で4炭種)	海外炭 3炭種
排水処理		蒸発乾固	蒸発乾固	蒸発乾固	河川放流	海域放流	海域放流	海域放流
石炭処理量	t/日	2,000	2,600	2,300	2,600	2,400	1,100	1,700
発電出力(計画値)								
発電端	MW	284	296	316	318	369	166	250
送電端	MW	253	262	250	283	319	140	220
送電端効率(HHV)								
計画	%	41.4	37.8	39.7	41.5	45.6	40.5	40.5
実績	%	41.4	39.7	37.5	41.7	-	-	40.6
プロジェクト費用								
総額		510億円	499億円	738億円	884億円	-	903億円	896.4億円
補助金			250億円	183億円		-	-	252.13億円
総額(現地通貨)		850Mキルダ	\$438,200,000	\$606,916,000	110490Mペセタ	-	-	-
補助金(現地通貨)			\$219,100,000	\$150,894,223		-	-	-
		1キルダ=60円	1\$=113.96円	1\$=121.54円	1ペセタ=0.8円	-		
連続運転時間実績		3,000時間超	1,500時間程度	2,500時間程度	1,000時間程度	-	目標:5,000時間	2,000時間

※商用機は、大崎クールジェンプロジェクトをスケールアップした場合の試算

出典：“Gasification Technology Status - December 2006 Product ID Number 1012224” Electric Power Research Institute (EPRI)

“WABASH RIVER COAL GASIFICATION REPOWERING PROJECT” JULY 2002 U.S. Department of Energy(DOE) Assistant Secretary for Fossil Energy

“TAMPA ELECTRIC INTEGRATED GASIFICATION COMBINED-CYCLE PROJECT” JUNE 2004 U.S. Department of Energy(DOE) Assistant Secretary for Fossil

他

③第1段階についての具体的な費用構成(プラント等の建設費、機器整備費、研究開発費、人件費等の費用区分)がわかる資料を提出していただきたい。また、第2段階、第3段階について、事業費や技術開発要素などの具体的な計画を提出していただきたい。

(答)

○第1段階の費用構成

IGCC 実証試験の事業費総額約 900 億円の内訳は以下のとおりである。

実証試験設備費	約 742 億円
実証試験費	約 133 億円
人件費	約 18 億円
その他経費	約 7 億円
合計	約 900 億円

○第2段階の実証内容等

第2段階については、設備の基本仕様を定める時期を平成 27 年度頃としており、電源開発(株)若松研究所で実施している EAGLE プロジェクトの CO2 回収技術開発成果等最新の知見を活用し、回収方式(化学吸収法、物理吸収法等)、回収率を検討して CO2 分離・回収装置を設計する計画である。

また、CO2 分離・回収設備の規模については、地点の条件(敷地面積)から最大 30%回収となる見通しである。なお、CO2 分離・回収装置内での CO2 回収率は約 90%で計画している。また、CO2 分離・回収 IGCC 実証試験として発電システム全体の基本性能評価に必要な規模及び別に計画されている CCS 実証計画との連携などを検討し、その規模を決定する予定である。

従って、CO2 分離・回収装置の基本仕様ならびに CO2 回収規模が決定していないことから第2段階の費用は現時点では未定であり、事業段階移行判断時点までに詳細な事業計画を作成し、事業評価委員会で第2段階事業実施の可否を判断することとしている。

なお、石炭火力発電システムからの CO2 分離・回収実証である第2段階の実証項目は以下のとおりである

実証試験項目	第2段階の実証内容
基本性能	<ul style="list-style-type: none"> <li>➢CO2 分離・回収設備の CO2 回収率、CO2 純度</li> <li>➢プラント全体(IGCC+CO2 分離・回収)の発電効率、環境性能</li> </ul>
プラント制御性・運用性・信頼性	<ul style="list-style-type: none"> <li>➢発電と協調した CO2 分離・回収設備の運転性能 (発電出力と連動し処理ガス量変化時の運転特性等)</li> </ul>

	▶ 起動停止特性及び時間
経済性	▶ 発電効率等の性能と建設費、運転費等の費用評価 (CO2 分離・回収の費用原単位)

○第3段階の実証内容等

第3段階の燃料電池の型式、規模については、設備の基本仕様を定める時期を平成29年度頃としており、今後一層の進展が期待される燃料電池の技術開発状況に応じて選択肢の幅を狭めないことを現状の基本姿勢としていることから、現時点では事業費は未定である。事業段階移行時点までに詳細な事業計画を作成した上で、評価委員会で第3段階事業実施の可否を判断することとしている。

石炭ガス化ガスを燃料電池用燃料として利用することにより、第3段階での実証項目は以下のとおりである。

実証試験項目	第3段階の実証内容
高度ガス精製技術	石炭ガス化ガスの微量物質の除去性能
燃料電池性能	燃料電池の効率、寿命評価(燃料電池性能劣化)